



## THÈSE DE DOCTORAT

**SPECIALITE : PHYSIQUE**

*Ecole Doctorale « Sciences et Technologies de l'Information des  
Télécommunications et des Systèmes »*

Présentée par : Martin HENNEBEL

Sujet :

VALORISATION DES SERVICES SYSTEME SUR UN RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE EN  
ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL

Soutenue le 5 février 2009 devant les membres du jury :

M. Frédéric BOUILLAUT (examineur, Université Paris Sud)

M. Robert KACZMAREK (directeur de thèse, Supélec)

M. Hervé LEFEBVRE (examineur, RTE)

M. Benoît ROBYNS (rapporteur, HEI Lille)

Mme Houria SIGUERDIDJANE (examinatrice, Supélec)

M. Bernard TRANNOY (examineur, INP Toulouse)



## SOMMAIRE

Introduction .....	7
Motivations.....	7
Objectif.....	8
Collaboration .....	9
Structure .....	9
Chapitre I.....	11
La puissance réactive comme service système.....	11
I.1 La puissance réactive dans les circuits électriques. ....	11
I.1.1 Sens physique de la « puissance imaginaire » .....	11
I.1.2 Le théorème de Boucherot .....	14
I.2 Le réglage de la tension et la production de puissance réactive .....	15
I.2.1 Approche théorique.....	15
I.2.2 Caractéristiques réactives des réseaux .....	17
I.2.2.1 Charges .....	17
I.2.2.2 Réseaux de transport et distribution.....	18
I.2.2.2.1 Transformateurs .....	18
I.2.2.2.2 Lignes aériennes et câbles souterrains. ....	18
I.2.2.3 Production et compensation .....	21
I.2.2.3.1 Générateurs synchrones .....	21
I.2.2.3.2 Compensateurs synchrones .....	23
I.2.2.3.3 Bancs de condensateurs .....	23
I.2.2.3.4 Compensateurs statiques de puissance réactive .....	24
I.3 Organisation du réglage de la tension et de la gestion de la puissance réactive. ....	25
I.4 Conclusion .....	26
Chapitre II .....	27
Données économiques sur la puissance réactive, tarification et état de l'art .....	27
II.1 Coûts de production de la puissance réactive .....	28
II.1.1 Coûts de production pour les générateurs.....	29
II.1.1.1 Coûts d'investissements .....	29
II.1.1.2 Coût d'exploitation : pertes .....	30
II.1.1.3 Coût d'exploitation : coût d'opportunité .....	32
II.1.2 Coûts des moyens de production statiques .....	32
II.1.2.1 Bancs de condensateurs / bobines .....	33
II.1.2.2 Compensateurs Statiques de Puissance Réactive : SVC, STATCOM .....	33
II.2 Dispatching économique .....	34
II.3 Méthodes basées sur les sensibilités .....	35
II.3.1 Définition des sensibilités.....	35
II.3.2 Sensibilités marginales .....	36
II.3.3 Sensibilités globales .....	37
II.4 Conclusion .....	37
Chapitre III .....	39
Méthode des Capacités Réactives Equivalentes.....	39
III.1 Présentation de la méthode ERC .....	39
III.1.1 Remplacement de la production réactive d'un générateur .....	39
III.1.2 Lien entre sensibilités et méthode ERC .....	40
III.2 Evaluation de la capacité réactive équivalente.....	42
III.2.1 Etat initial du réseau .....	42
III.2.2 Consignes de tension et production de puissance réactive.....	42

III.2.3 Calcul de la capacité réactive équivalente.....	43
III.2.4 Calcul de la capacité réactive équivalente de manière incrémentale .....	44
III.2.5 Nature des moyens de compensation .....	44
III.2.6 Application aux réseaux maillés .....	44
III.3 Application sur un réseau à deux nœuds.....	45
III.3.1 Caractéristiques du réseau à 2 nœuds.....	45
III.3.2 Influence du niveau de production du générateur .....	47
III.3.3 Influence de la longueur de la ligne .....	51
III.3.3.1 Capacités réactives équivalentes pour différentes longueurs de ligne .....	51
III.3.3.2 Capacités réactives équivalentes marginales.....	52
III.4 Conclusion.....	53
Chapitre IV .....	54
Méthodes des capacités réactives équivalentes optimisées.....	54
IV.1 Limites de la méthode ERC traditionnelle .....	54
IV.1.1 Contraintes et consignes de tensions fixées côté charges .....	54
IV.1.2 Choix des emplacements des condensateurs fictifs .....	56
IV.1.3 Investissements en moyens de compensation fictifs non optimisés .....	56
IV.1.4 Prise en compte des capacités disponibles auprès des autres générateurs. ....	58
IV.2 Notre méthode : les capacités réactives équivalentes optimisées .....	58
IV.2.1 Minimisation des capacités réactives équivalentes et limites de tension.....	59
IV.2.2 Choix des nœuds d'emplacement des capacités réactives équivalentes .....	59
IV.2.3 Prise en compte des capacités des autres générateurs .....	59
IV.2.4 Comparaison entre la méthode ERC initiale et la méthode CREO.....	61
IV.3 Mise en œuvre sur les réseaux maillés.....	62
IV.3.1 Organigramme de la méthode des CRE optimisées.....	62
IV.3.2 Définition des plans de charge et de production .....	63
IV.3.2.1 Définition des plans de production initiaux .....	63
IV.3.2.1.1 Plan de production de puissance active.....	63
IV.3.2.1.2 Plan de production de puissance réactive.....	64
IV.3.2.2 Contraintes .....	64
IV.3.3 Mise en équation de l'optimisation .....	65
IV.3.3.1 Fonction d'optimisation .....	65
IV.3.3.2 Equations des contraintes.....	65
IV.3.4 Outils d'optimisation.....	65
IV.3.4.1 TROPIC OPF .....	66
IV.3.4.2 TROPIC QUASAR .....	67
IV.4 Conclusion .....	68
Chapitre V .....	69
Application de la méthode à un réseau test IEEE 118 nœuds.....	69
V.1 Présentation du réseau IEEE 118 nœuds.....	69
V.1.1 Modifications apportées au réseau IEEE 118.....	69
V.1.2 Contraintes et plans de production .....	71
V.1.2.1 Plans de charge .....	71
V.1.2.2 Contraintes de tension .....	71
V.1.2.3 Contraintes de capacités .....	71
V.1.2.3.1 Puissance active.....	71
V.1.2.3.2 Puissance réactive.....	72
V.2 Mise en œuvre du calcul.....	72
V.2.1 Plans de production initiaux .....	72
V.2.1.1 Puissance active.....	72

V.2.1.2 Puissance réactive.....	73
V.2.2 Optimisation et calcul des capacités réactives équivalentes.....	73
V.2.2.1 Localisation des moyens de compensation et capacités des groupes disponibles .....	73
V.3 Présentation des résultats.....	74
V.3.1 Analyse des compensations pour trois générateurs .....	74
V.3.1.1 Générateur n°80.....	74
V.3.1.2 Générateur n°12.....	77
V.4 Capacités réactives équivalentes et niveau de charge .....	81
V.4.1 Niveau de charge intermédiaire : 8000 MW et 3136 MVar.....	82
V.4.2 Niveau de charge réduit : 6000 MW et 2350 MVar.....	84
V.4.3 Niveau de charge élevé : 10000 MW et 3920 MVar.....	85
V.5 Conclusion.....	87
Chapitre VI.....	88
Application au réseau du Système Electrique Ouest.....	88
VI.1 Présentation du Système Electrique Ouest.....	88
VI.1.1 Répartition des capacités de production : .....	88
VI.1.2 Structure du SE Ouest .....	90
VI.1.3 Répartition et structure de la charge .....	91
VI.2 Réalisation des calculs .....	92
VI.2.1 Hypothèses prises en compte pour la définition du plan de production initial .....	92
VI.2.1.1 Suppression du RST.....	92
VI.2.1.2 Gestion des moyens de compensation existants .....	92
VI.2.1.3 Interdiction du délestage .....	92
VI.2.2 Variation des paramètres.....	93
VI.2.2.1 Variation du plan de charge .....	93
VI.2.2.2 Variation du plan de production des groupes.....	93
VI.2.3 Réalisation de l'optimisation : choix des incidents.....	94
VI.3 Résultats .....	94
VI.3.1 Plan de production initial actif (TROPIC OPF).....	95
VI.3.2 Localisation des investissements .....	96
VI.3.3 Influence de la topologie.....	96
VI.3.4 Influence du niveau de production de la centrale.....	99
VI.3.5 Influence du niveau de charge.....	101
VI.4 Conclusion .....	101
Chapitre VII.....	103
Evaluation des capacités réactives équivalentes pour plusieurs configurations de réseau.....	103
VII.1 Présentation de la méthode de valorisation des réserves dynamiques par la méthode des capacités réactives équivalentes.....	103
VII.2 Valorisation des réserves de capacités par l'optimisation des capacités réactives équivalentes .....	104
VII.2.1 Prise en compte des ouvertures de ligne pour la valorisation des réserves .....	104
VII.2.2 Définition du plan de production active initial .....	105
VII.2.3 Optimisation du plan de production réactif respectant les plages de tension N-1 .....	106
VII.2.4 Calcul des capacités réactives équivalentes optimisées.....	106
VII.3 Application au réseau du Système Electrique Ouest : résultats et analyse.....	107
VII.3.1 Centrale de Civaux .....	108
VII.3.2 Compensateurs synchrones de Cheviré et centrale de Cordemais.....	110
VII.3.3 Centrales de Dirinon et Brennilis .....	112

VII.3.4 Bilan de la valorisation des réserves.....	114
VII.4 Conclusion .....	116
Conclusion et perspectives .....	117
Contributions .....	117
Perspectives .....	119
Bibliographie .....	121

# Introduction

## Motivations

Les systèmes électriques sont des infrastructures cruciales pour la bonne marche de l'économie. Dans les pays développés, ceux-ci ont été gérés au lendemain de la seconde guerre mondiale par des entreprises verticalement intégrées (de la production à la distribution en passant par le transport et la commercialisation), qui disposaient ainsi des moyens techniques et financiers pour mettre en œuvre des systèmes de fortes capacités, que ce soit en production ou en transport [1].

A partir des années 1980, un mouvement d'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité a débuté dans certains pays, visant à introduire une certaine compétition dans l'approvisionnement en énergie électrique des consommateurs.

Cette concurrence n'est jamais totale : les infrastructures de transport et distribution, nécessitant des investissements très lourds, ne peuvent pas être mises en concurrence. Celles-ci constituent de ce fait un monopole naturel, ayant vocation à être régulé par des autorités indépendantes.

La mise en concurrence a concerné essentiellement la production et la commercialisation de puissance active. Cette concurrence, qui concerne les producteurs et les fournisseurs, impose une séparation entre les entreprises de production et les gestionnaires des infrastructures de transport et de distribution. Différentes structures ont été imaginées pour cette séparation, et les différentes formes que prennent celles-ci font l'objet de débats importants. Néanmoins, ces différents acteurs sont interdépendants car on ne peut pas dissocier physiquement les producteurs et les infrastructures de transport et distribution : en effet le système électrique a été conçu comme un ensemble physique intégrant la chaîne complète Production-Transport-Distribution. Cette chaîne ne peut pas être coupée car l'électricité n'est pas un produit comme les autres : on ne peut pas stocker de grandes quantités d'énergie sous forme électrique. Cette impossibilité de stocker impose d'équilibrer à chaque instant la production et la consommation. Le réseau de transport d'électricité joue ainsi un rôle crucial dans le fonctionnement du système électrique, car il permet de relier les moyens de production, qui pour des raisons économiques et techniques sont en grande partie centralisés, aux consommateurs. Il permet alors de gérer cet équilibre entre la production et la consommation, en mutualisant les capacités de production et de réserves, assurant ainsi la fiabilité du système. Cette fiabilité s'obtient par l'implication de tous les acteurs dans le respect des

contraintes de fonctionnement : un producteur ne peut assurer la continuité d'approvisionnement de ses consommateurs sans un bon fonctionnement du réseau de transport, et le réseau de transport ne peut remplir sa mission sans faire appel à un certain nombre de services que doivent rendre les générateurs. Parmi ces services, dénommés services système ou bien services auxiliaires, nous pouvons citer :

- la participation au réglage de la fréquence et à l'équilibre production-consommation via la fourniture de réserves de production de puissance active et la régulation des puissances actives générées par les centrales.
- la participation au réglage de tension sur le réseau via la maîtrise des flux de puissance réactive. Cette maîtrise des flux de puissance réactive est obtenue en définissant le plan de tension et donc en faisant appel aux capacités de production réactive des générateurs.

Il existe d'autres services systèmes, que nous ne détaillerons pas ici. Ces exemples montrent que la production et le transport sont interdépendants pour assurer le bon fonctionnement du système, et que cette dépendance ne se limite pas à la production et au transport de puissance active. Or la séparation juridique des entités de transport et de production nécessite de définir des règles claires concernant leurs relations, que ce soit du point de vue technique (normes de raccordement au réseau) ou bien financier. Ce qui auparavant était traité en interne par une entreprise verticalement intégrée doit désormais faire l'objet d'une contractualisation voire d'une valorisation économique entre les acteurs.

## **Objectif**

L'objectif de ces travaux se situe dans ce cadre nouveau où les services que rendent les producteurs au système doivent être contractualisés et rémunérés. Cela doit se faire en respectant un certain nombre de règles. Celles-ci ne doivent pas être discriminantes, notamment pour de nouveaux acteurs, et elles doivent fournir un signal économique pertinent, qui incite les acteurs à participer et à fournir ces services systèmes, sans pour autant créer des situations de rentes.

La participation au réglage de fréquence et à l'équilibre production-consommation de puissance active a fait l'objet de beaucoup de travaux. Nous ne reviendrons pas sur cet aspect dans ce travail. En effet, l'accent a été porté dans ce qui suit sur la fourniture de puissance réactive et la participation au réglage de tension. Les générateurs disposent de capacités de production de puissance réactive utilisées pour la gestion des flux. En France, les capacités



ainsi mises à disposition sont définies réglementairement, et donnent lieu à une rémunération. L'objectif des travaux menés ici est de déterminer s'il est possible de définir un signal économique pertinent pour la fourniture de puissance réactive. En effet la puissance réactive est un produit plus complexe que la puissance active, et sa gestion est différente de celle de la puissance active. Si la puissance active peut se gérer d'un point de vue global, en prenant en compte l'ensemble du système, la puissance réactive est gérée de manière locale : il n'est pas possible de la faire transiter sur de longues distances, ce qui impose une répartition homogène des moyens de production de puissance réactive sur le réseau de transport.

## **Collaboration**

Ces travaux ont été menés dans cadre du projet fédérateur  $\epsilon$ nergie, qui associait des partenaires académiques (Supélec, Faculté d'économie Jean Monnet), industriels (Areva, Electricité de France, Réseau de Transport d'Electricité) et institutionnel (Commission de Régulation de l'Energie) sur un ensemble de six sous projets ayant trait à l'évolution technique et économique du système électrique. Ce sous projet a été plus particulièrement porté par le Département Electrotechnique et Systèmes d'Energie de Supélec, qui était le laboratoire d'accueil de la thèse, et RTE (gestionnaire du réseau de transport français) qui en a été le financeur, et en particulier le Département Méthodes et Appui qui a assuré le suivi et le support technique des travaux présentés ici.

## **Structure**

La première partie de ce travail est l'occasion de revenir sur la définition de la puissance réactive, et sur le rôle qu'elle joue dans le maintien de la tension sur le réseau électrique. Le contrôle de la tension se fait en effet sur plusieurs niveaux, selon les dynamiques temporelles et l'étendue du domaine d'action du réglage. La valorisation de la fourniture de puissance réactive a fait l'objet de travaux dans la littérature, certes moins nombreux que ceux traitant du réglage de la fréquence, mais qui ouvrent des perspectives. Ces travaux sont relatés dans une deuxième partie, consacrée à l'état de l'art. L'accent sera porté dans la troisième partie

sur une méthode de valorisation développée par Xu, Kundur et da Silva qui nous a semblée intéressante, et dont nous avons mis en avant les avantages et les inconvénients.

Dans la quatrième partie, nous présentons la méthode des capacités réactives équivalentes optimisées, qui est la méthode de valorisation que nous avons définie. Cette méthode est évaluée sur un réseau à deux nœuds, puis sur un réseau test à 118 nœuds fourni par l'IEEE. Ensuite cette méthode a été testée sur une partie du système électrique français, correspondant à la région Grand Ouest. Le sixième chapitre traite ainsi de la valorisation des capacités de production en régime de fonctionnement normal. Enfin le septième chapitre traite de la prise en compte en régime statique de différentes modifications de la topologie du réseau dans la valorisation des capacités de production.

## Chapitre I

### La puissance réactive comme service système

La puissance réactive est une notion complexe peu connue du public. Ce premier chapitre vise à présenter et à définir cette notion, dans un premier temps d'un point de vue physique, puis en mettant en évidence le rôle important qu'elle joue dans l'exploitation des grands réseaux électriques et notamment dans la maîtrise de la tension.

#### I.1 La puissance réactive dans les circuits électriques.

##### I.1.1 Sens physique de la « puissance imaginaire »

La nature de la puissance réactive doit être prise en compte pour sa valorisation. Pour cela il est nécessaire de revenir sur sa définition et son interprétation physique. La puissance instantanée d'un système électrique monophasé est définie par :

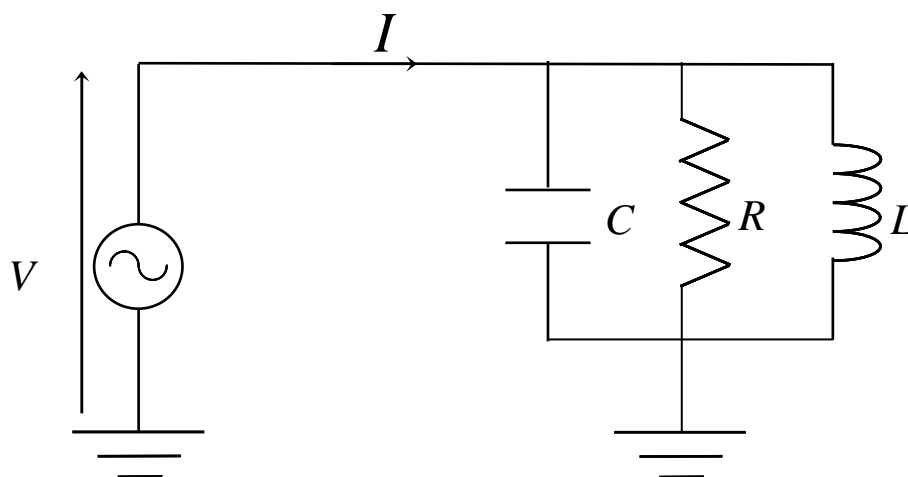
$$P(t) = v(t)i(t) \quad (1)$$

$$\text{avec} \quad v(t) = V_{\text{eff}} \sqrt{2} \sin(\omega t)$$

$$\text{et} \quad i(t) = I_{\text{eff}} \sqrt{2} \sin(\omega t - \varphi)$$

où  $V_{\text{eff}}$  et  $I_{\text{eff}}$  sont les valeurs efficaces de la tension et du courant,  $\omega$  la pulsation, et  $\varphi$  le déphasage du courant par rapport à la tension prise comme référence de phase.

Si l'on considère une charge R L C connectée en parallèle (Figure 1) et alimentée par une source de tension sinusoïdale de fréquence 50 Hz, les différents éléments vont absorber des courants dépendant de leurs impédances. Or les natures de ces impédances vont générer des déphasages entre les différents courants, déphasages qui peuvent se compenser.

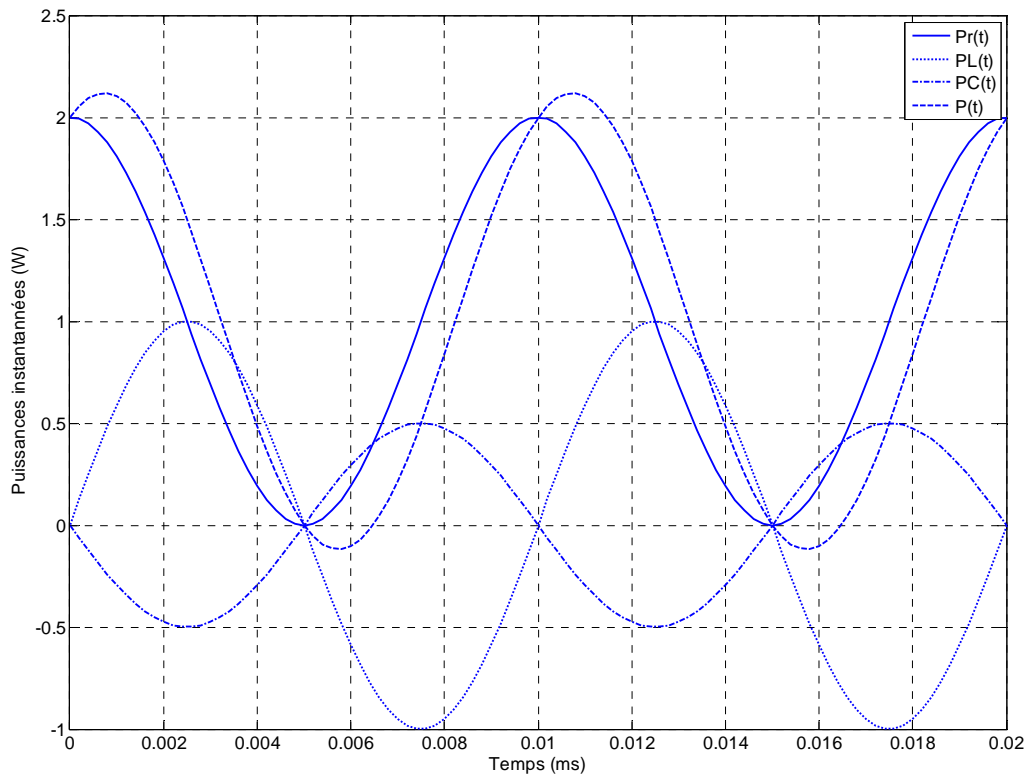


**Figure 1 : Association en parallèle d'éléments résistif, inductif et capacitif**

Chaque élément va absorber les puissances actives et réactives suivantes :

Charge	impédance	Courant	Déphasage $I/V$	P	Q
Résistance	$R$	$V/R$	$0$	$V^2/R$	$0$
Inductance	$jL\omega$	$V/L\omega$	$+90^\circ$	$0$	$V^2/L\omega$
Capacité	$1/jC\omega$	$C\omega V$	$-90^\circ$	$0$	$-C\omega V^2$

Nous pouvons ensuite représenter les puissances instantanées absorbées par chacun des éléments :



**Figure 2 : Puissances instantanées consommées par une résistance, une inductance et un condensateur associés en parallèle**

La puissance instantanée consommée par chacun des éléments est sinusoïdale et d'une fréquence double de celle de la source d'alimentation. Pour la résistance, la puissance instantanée  $p_R$  a pour expression :

$$p_R(t) = v_R(t) \cdot i_R(t) = \frac{V^2}{R} \cos^2(\omega t) = \frac{V^2}{2R} (1 + \cos(2\omega t)) \quad (2)$$

Où  $V$  est l'amplitude de la tension  $v_R$

Cette puissance instantanée est de valeur moyenne non nulle :

$$\langle p_R(t) \rangle = \frac{V^2}{2R} = \frac{V_{eff}^2}{R} = P \quad (3)$$

La puissance active  $P$  est par définition la moyenne de la puissance instantanée. La puissance instantanée absorbée par un élément résistif oscille ainsi entre 0 et  $2P$  avec une fréquence égale à 100 Hz. Ainsi, une résistance monophasée consommant 1 kW de puissance active absorbe une puissance instantanée oscillant entre 0 et 2 kW.

La puissance instantanée appelée par une inductance ou un condensateur a des propriétés différentes : dans le cas d'une inductance  $L$ , la puissance instantanée a pour expression :

$$p_L(t) = v_L(t).i_L(t) = V \cos(\omega t) \frac{V}{L\omega} \cos(\omega t - \frac{\pi}{2}) = \frac{V^2}{2L\omega} \sin(2\omega t) \quad (4)$$

Cette puissance est sinusoïdale de fréquence 100 Hz.

Dans le cas d'un condensateur de capacité C la puissance instantanée a pour expression :

$$p_C(t) = v_C(t).i_C(t) = V \cos(\omega t).C\omega V \cos(\omega t + \frac{\pi}{2}) = -\frac{C\omega V^2}{2} \sin(2\omega t) \quad (5)$$

Cette puissance instantanée est encore sinusoïdale de fréquence 100 Hz. De plus elle est en opposition de phase avec celle absorbée par l'inductance. La quadrature de phase entre la tension et le courant dans les dipôles inductifs ou capacitifs se traduit par une puissance instantanée de moyenne nulle. La puissance réactive Q désigne alors l'amplitude de cette puissance instantanée :

- pour l'inductance  $Q = \frac{V^2}{2L\omega} = \frac{V_{eff}^2}{L\omega} \quad (6),$

- pour le condensateur  $Q = -\frac{C\omega V^2}{2} = -C\omega V_{eff}^2 \quad (7) \quad .$

Lorsque les dipôles sont en convention récepteur, la puissance réactive absorbée par l'inductance est positive, et on considère que l'inductance consomme de la puissance réactive. Quant au condensateur, la puissance réactive est négative et on considère qu'elle est fournie par le dipôle [2].

### I.1.2 Le théorème de Boucherot

Le théorème de Boucherot permet de faire le bilan des puissances entre les différents éléments d'un circuit :

« La puissance active consommée dans un dipôle linéaire est la somme des puissances actives consommées par chacun des éléments composant ce dipôle. »

« La puissance réactive d'un dipôle linéaire est la somme algébrique des puissances réactives consommées par chacun des éléments de ce dipôle. »

Ce théorème met en évidence le découplage entre les éléments consommant la puissance active, qui peut être transformée en puissance utilisable (thermique, mécanique, chimique...) et ceux consommant ou produisant de la puissance réactive, qui n'est qu'échangée entre ces éléments.

## I.2 Le réglage de la tension et la production de puissance réactive

### I.2.1 Approche théorique

La sûreté du système, le bon fonctionnement des installations raccordées et la réduction des pertes en lignes rendent nécessaire de garder la tension en chaque nœud du réseau dans une plage contractuelle de tension.

En effet la tension sur un réseau n'est pas constante. Pour simplifier, considérons le schéma de la Figure 3, sur lequel l'impédance série  $R, L$  représente, de façon simplifiée, une ligne aérienne. Ce modèle est simple, mais il permet d'expliquer qualitativement le lien entre les modules et phases des tensions à chaque extrémité de la ligne d'une part, et les transits de puissance active et de puissance réactive d'autre part.

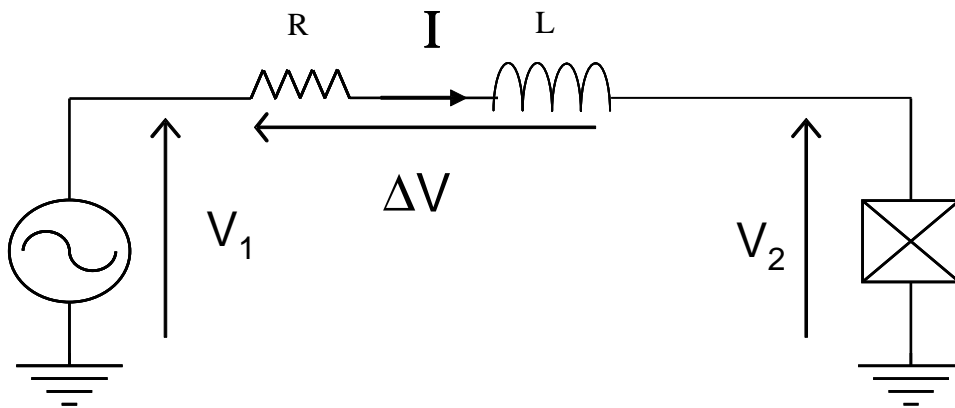


Figure 3 : modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne électrique

Un diagramme de Fresnel nous permet d'évaluer les relations entre tensions et courant :

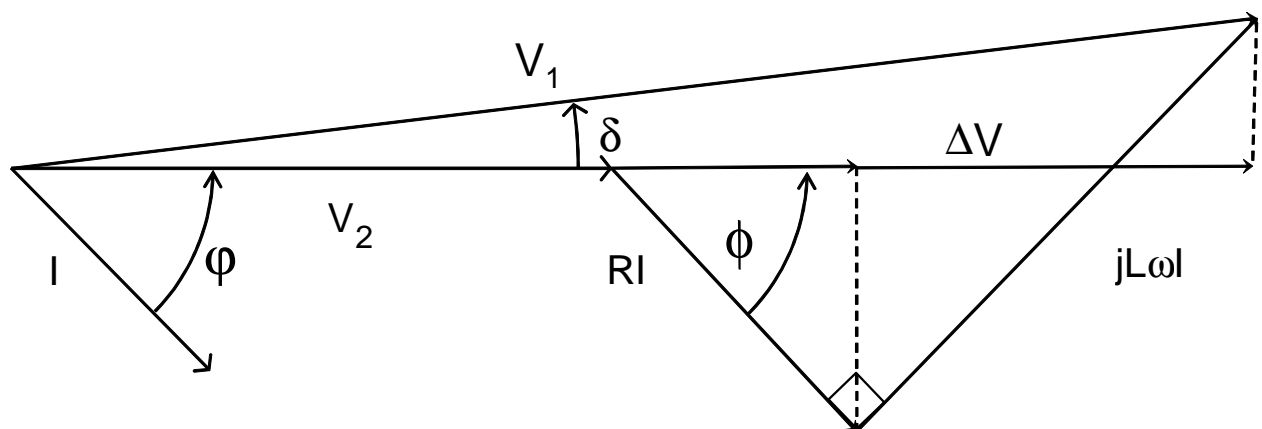


Figure 4 : Diagramme de Fresnel associé au transport d'énergie dans une ligne électrique

La relation vectorielle s'écrit alors :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + R\bar{I} + jL\omega\bar{I} = \bar{V}_2 + R\bar{I} + jX\bar{I} \quad (8)$$

Par projection selon les axes horizontaux et verticaux, nous obtenons deux équations réelles :

$$V_1 \cos \delta = V_2 + RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \quad (9)$$

$$V_1 \sin \delta = -RI \sin \varphi + XI \cos \varphi \quad (10)$$

En élevant au carré puis en sommant ces deux expressions, nous obtenons :

$$V_1^2 = V_2^2 + R^2 I^2 + X^2 I^2 + 2(RV_2 I \cos \varphi + XV_2 I \sin \varphi) \quad (11)$$

Il est possible alors de remplacer les différents termes de cette expression en faisant intervenir les puissances :

Avec  $P = V_2 I \cos \varphi$  la puissance active monophasée consommée par la charge,

$Q = V_2 I \sin \varphi$  la puissance réactive monophasée appelée par la charge,  $P_J = RI^2$  les pertes par effet Joule dans la ligne et  $Q_L = XI^2$  la puissance réactive consommée par la réactance de ligne, il vient

$$V_1^2 - V_2^2 = RP_J + XQ_L + 2(RP + XQ) \quad (12)$$

$$\text{Et } (V_1 - V_2)(V_1 + V_2) = RP_J + XQ_L + 2(RP + XQ) \quad (13)$$

En notant :  $V = \frac{V_1 + V_2}{2}$  et  $\Delta V = V_1 - V_2$  la chute de tension, nous obtenons :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{\frac{1}{2}RP_J + \frac{1}{2}XQ_L + RP + XQ}{V^2} \quad (14)$$

Dans un réseau de transport d'énergie bien dimensionné, les pertes par effet Joule dans les lignes représentent habituellement quelques pour-cent de la puissance totale transitée. Si l'on considère un cas où la consommation de puissance réactive de la ligne par rapport à la puissance transitée est faible, nous obtenons la relation simplifiée suivante :

$$\frac{\Delta V}{V} \approx \frac{RP + XQ}{V^2} \quad (15)$$

Ainsi, pour une puissance active consommée  $P$  donnée, la tension reste constante aux deux extrémités de la ligne si et seulement si la charge fournit une puissance réactive  $Q$  de valeur :



$$Q \approx -\frac{RP}{X} \quad (16)$$

En général, l'écart de tension entre deux extrémités d'une ligne est lié au transit de la puissance réactive consommée par la charge. Pour obtenir une tension identique (ou proche) aux deux bouts de la ligne, il faut donc pouvoir produire localement de la puissance réactive. La répartition des moyens de production d'énergie réactive (alternateurs, bancs de condensateurs ou compensateurs statiques) à proximité des zones de consommation contribue donc à maintenir la tension constante sur le réseau. Il est à noter que les solutions peuvent reposer sur des moyens de compensation de puissance réactive statiques (bancs de condensateurs, bancs de bobines) ou dynamiques (alternateurs, FACTS).

## I.2.2 Caractéristiques réactives des réseaux

Les lignes composant les réseaux de transport d'électricité et les charges qui y sont connectées sont majoritairement des consommateurs de puissance réactive. Néanmoins, cela n'est pas toujours le cas et nécessite d'être précisé. Nous allons donc détailler les caractéristiques des différents éléments ayant un impact sur la puissance réactive, à savoir les charges, les conducteurs, les transformateurs et les moyens de compensation.

### I.2.2.1 Charges

Les charges sont les consommateurs de puissance active. Leur comportement réactif dépend de leur nature, néanmoins la plupart des charges présentent un caractère inductif. Vues du réseau de transport ou de répartition, il peut s'agir :

- de grandes installations industrielles.

Celles-ci peuvent être connectées directement sur le réseau de transport car elles nécessitent une puissance élevée ou bien une puissance de court-circuit importante (ligne de chemin de fer par exemple). Ces installations sont essentiellement de nature inductive et résistive, du fait de la présence de transformateurs et de moteurs asynchrones qui sont fortement inductifs. Certaines installations contiennent des convertisseurs d'électronique de puissance qui eux aussi présentent un caractère inductif.

- de réseaux de distribution.

Ces réseaux acheminent la puissance électrique depuis le réseau de transport jusqu'aux petits consommateurs finaux (sites industriels, particuliers). Les lignes aériennes et les transformateurs qui constituent ces réseaux sont eux aussi inductifs. Néanmoins l'enfouissement des lignes étant de plus en plus répandu, les câbles souterrains ont une part de plus en plus prépondérante dans ces réseaux. Or ces câbles sont générateurs de puissance réactive. Tant que ces câbles restent minoritaires dans les infrastructures des réseaux de distribution, nous pouvons considérer que les réseaux de distribution et les charges associées sont consommateurs de réactif.

- d'interconnexions avec les réseaux de transport de pays étrangers.

Les règles d'exploitation de ces interconnexions sont définies entre Gestionnaires de Réseau de Transport (GRT). Le principe fondamental concernant les transits de puissance réactive sur ces lignes est de les maintenir nuls. Cependant des différences de stratégie de conduite des réseaux peuvent se traduire par des flux importants de puissance réactive sur ces derniers.

#### I.2.2.2 Réseaux de transport et distribution

Les éléments qui constituent les réseaux de transport d'énergie électrique ont un impact très fort sur les transits de puissance réactive. Nous allons ainsi nous intéresser aux transformateurs, aux lignes aériennes et aux câbles souterrains

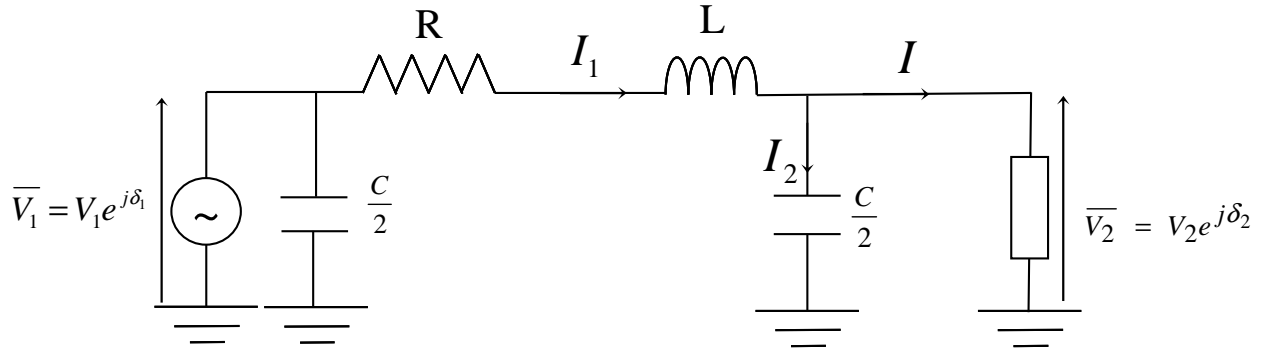
##### *I.2.2.2.1 Transformateurs*

Les transformateurs sont utilisés en sortie de groupe pour élever la tension puis à chaque changement de niveau de tension. La composition des transformateurs font que ceux-ci sont fortement inductifs. Les valeurs communément admises pour les réactances de fuite des transformateurs élévateurs sont de l'ordre de 13 %. Les couplages capacitifs à 50 Hz sont négligeables vis-à-vis de ces valeurs.

##### *I.2.2.2.2 Lignes aériennes et câbles souterrains.*

Le modèle en Pi des conducteurs (Figure 5) est très précis pour une fréquence de 50 Hz et des longueurs de ligne de l'ordre de la centaine de kilomètres. Celui-ci permet de modéliser avec

une bonne précision la résistivité de la ligne, son inductance linéique ainsi que les capacités latérales. Ce schéma permet de compléter le modèle simple de la Figure 3.



**Figure 5 : Modèle en Pi de conducteur d'électricité (ligne ou câble)**

La consommation de puissance réactive de la ligne est caractérisée par les valeurs de l'inductance linéique et de la capacité linéique latérale :

$$Q_{\text{ligne}} = -\frac{V_1^2}{2} - \frac{V_2^2}{2} + XI_1^2 = -\frac{C\omega}{2}(V_1^2 + V_2^2) + XI_1^2 \quad (17)$$

Cette expression se simplifie en considérant que les tensions aux deux extrémités de la ligne sont sensiblement égales. Ainsi en considérant  $V_1 \approx V_2$ , nous obtenons :

$$Q_{\text{ligne}} \approx -C\omega V_2^2 + XI_1^2 \quad (18)$$

Le premier terme de cette expression représente l'apport de puissance réactive du couplage capacitif entre les conducteurs de la ligne. Cette puissance dépend essentiellement de la tension d'exploitation de la ligne, qui est sensiblement constante.

Le second terme représente la consommation de puissance réactive de la ligne. Cette consommation dépend quant à elle du courant transitant dans la ligne, et par extension de la puissance apparente des flux dans cette ligne.

Nous avons donc deux termes qui s'opposent, le premier étant sensiblement constant, le second dépendant du transit dans la ligne. Pour déterminer l'expression de la puissance réactive de ligne en fonction de la puissance transitée, il est nécessaire d'exprimer  $I$  en fonction des paramètres du circuit. En appliquant la loi des nœuds au nœud 2, il vient :

$$I_1^2 = I^2 + \left( \frac{C\omega}{2} V_2 \right)^2 - IC\omega V_2 \sin \varphi \quad (19)$$

Où  $I$  est le courant appelé par la charge et  $\left( \frac{C\omega}{2} V_2 \right)^2$  le courant généré par le couplage capacitif côté charge. Cette expression peut être établie en fonction de la puissance apparente :

$$Q_{\text{ligne}} = \frac{X}{V_2^2} S^2 - (XC\omega \sin \varphi) S + C\omega V_2^2 \left( \frac{XC\omega}{4} - 1 \right) \quad (20)$$

Nous obtenons ainsi une équation parabolique, donc le minimum  $Q_{\min}$  est défini ainsi :

$$Q_{\min} = C\omega U^2 \left( -1 + \frac{1}{4} C\omega X \cos^2 \varphi \right) \approx -C\omega U^2 \quad (21)$$

Cette approximation est obtenue en considérant des valeurs réalistes des caractéristiques de la ligne (cf. Tableau 1: caractéristiques physiques de câbles et lignes électriques).

La deuxième valeur importante est la puissance caractéristique de la ligne  $S_c$ , qui correspond à la limite entre le caractère capacitif et le caractère inductif de la ligne. En effet, pour cette valeur de transit  $S_c$ , la puissance réactive générée par le couplage capacitif est entièrement consommée par l'inductance de la ligne. La valeur de  $S_c$  correspond à la solution de l'équation  $Q_{\text{ligne}}(S_c) = 0$ , dont l'expression littérale s'écrit :

$$S_c = \frac{1}{2} U_2^2 C\omega \left( \sin \varphi + \sqrt{\frac{4}{XC\omega} - \cos^2 \varphi} \right) \quad (22)$$

A nouveau cette expression se simplifie en considérant des valeurs réalistes de  $X$ ,  $C$  et  $\varphi$  :

$$S_c \approx U_2^2 \sqrt{\frac{C\omega}{X}} \text{ ou encore } S_c \approx U_2^2 \sqrt{\frac{C}{L}}$$

Des valeurs caractéristiques de ces paramètres sont fournies dans le tableau suivant, issu de [5] où sont indiquées les tensions nominales  $U_n$  des conducteurs, leurs résistances linéiques  $r$ , leurs inductances  $l$  et capacités linéiques  $c$ , les puissances apparentes nominales  $S_n$  et caractéristiques  $S_c$  ainsi que le transit  $S_0$  correspondant au maximum de puissance réactive générée (notée  $Q_{\min}$  en convention récepteur).

	$U_n$ (kV)	$r$ ( $\Omega$ /km)	$l$ (mH/km)	$c$ ( $\mu$ F/km)	$S_n$ (MVA)	$S_c$ (MVA)	$S_0$ (MVA)	$Q_{min}$ (MVAr)
Câble	400	0,5	0,4	0,2	500	3586	8,72	-100
Ligne	400	0,02	1	0,015	1500	620	0,65	-7,5
Câble	225	0,5	0,4	0,3	250	1390	4,14	-48
Ligne	225	0,06	1,3	0,01	300	141	0,14	-1,6
Câble	90	0,5	0,4	0,2	100	182	0,44	-5,1
Ligne	90	0,15	1,3	0,01	80	22	0,02	-0,3
Câble	60	0,5	0,4	0,2	70	81	0,20	-2,3
Ligne	60	0,2	1,4	0,01	50	10	0,01	-0,1

**Tableau 1: caractéristiques physiques de câbles et lignes électriques**

Le comportement réactif des lignes dépend donc du niveau de puissance transitant sur celles-ci. Une ligne faiblement chargée sera ainsi capacitive et générera de la puissance réactive, tandis qu'une ligne fortement chargée sera essentiellement inductive et consommera de la puissance réactive.

Concernant les câbles, leur forte valeur de capacité linéique latérale rend prépondérant le caractère capacitif. Les câbles sont des fournisseurs de puissance réactive, quel que soit leur niveau de charge.

### I.2.2.3 Production et compensation

Il existe plusieurs catégories de dispositifs de production de puissance réactive : les alternateurs et compensateurs synchrones, les bancs de condensateurs et les compensateurs statiques de puissance réactive.

#### *I.2.2.3.1 Générateurs synchrones*

Les alternateurs synchrones permettent de convertir la puissance mécanique des turbines en puissance électrique active. Cette technologie permet aussi de générer de la puissance réactive. Le principal avantage de la production de puissance réactive des générateurs synchrones réside dans la possibilité de piloter très précisément la puissance réactive injectée ou absorbée, et ainsi de réguler la tension au niveau du nœud de connexion.

PROGR. HT203 ALSTOM POWER	ME RQWE SAV180/138/60 POWER CHART	140000 KVA 13800 V PF = 0.900 3 PH 50 HZ 100 MIN-1 25716	DATE 2004-08-23 HPEL / 66198 A. BUSCH/ini HTWT556069/A	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div> <p><b>LIMITATIONS</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1 MAX. FIELD CURRENT</li> <li>2 ARMATURE CURRENT</li> <li>3 PRACTICAL STABILITY</li> <li>4 THEORETICAL STABILITY</li> <li>5 MIN. FIELD CURRENT</li> <li>6 RELUCTANCE POWER</li> </ol> </div> <div> <p>TEMPERATURE RISE STATOR/ROTOR/80/90 K</p> <table style="margin-left: auto; margin-right: 0;"> <tr> <td>————</td> <td>VOLTAGE</td> <td>1.00 P.U.</td> </tr> <tr> <td>————</td> <td>VOLTAGE</td> <td>1.05 P.U.</td> </tr> <tr> <td>-----</td> <td>VOLTAGE</td> <td>0.95 P.U.</td> </tr> </table> </div> </div> <div style="text-align: center; margin-top: 20px;"> <p>UNDEREXCITED      OVEREXCITED</p> <p>1 P.U. = 140000 KVA</p> </div>	————	VOLTAGE	1.00 P.U.	————	VOLTAGE	1.05 P.U.	-----	VOLTAGE	0.95 P.U.
————	VOLTAGE	1.00 P.U.											
————	VOLTAGE	1.05 P.U.											
-----	VOLTAGE	0.95 P.U.											

La limite de courant statorique, nécessaire pour limiter les échauffements au stator, va se traduire par une limite de la puissance apparente, ce quel que soit le niveau de puissance réactive.

- 22 -

#### *1.2.2.3.2 Compensateurs synchrones*

Les compensateurs synchrones sont eux aussi des alternateurs synchrones connectés au réseau, mais ils ne sont pas entraînés par une turbine et ne fournissent donc pas de puissance active. Comme ils fonctionnent en moteur, ils consomment la puissance active correspondant aux pertes mécaniques et aux pertes électriques du stator. A l'instar des générateurs synchrones, leur courant d'excitation est régulé, permettant ainsi de contrôler la tension à leur nœud de connexion. Ces installations, souvent issues de centrales de production déclassées sont assez rares sur les réseaux. Il en existe une seule sur le réseau français, à Cheviré près de Nantes. Néanmoins certaines centrales de production ont la possibilité de débrayer l'alternateur de la ligne d'arbre de la turbine, et de fonctionner en compensateur synchrone. C'est le cas pour des groupes hydrauliques tournant sans être alimentés en eau, afin de leur faire produire de la puissance réactive sans puissance active.

#### *1.2.2.3.3 Bancs de condensateurs*

Les bancs de condensateurs sont des dispositifs statiques de compensation de puissance réactive. Leur connexion sur le réseau permet d'injecter de la puissance réactive. Néanmoins leur fonctionnement en tout ou rien ne permet pas un pilotage de la tension, même s'ils peuvent être connectés par gradins. Les connexions ou déconnexions de condensateurs entraînent une diminution de leur durée de vie. Ces derniers sont habituellement connectés lors des périodes de pointe de consommation (la journée), et sont déconnectés lors des périodes creuses (la nuit). Un inconvénient supplémentaire de ces dispositifs est que la puissance réactive générée diminue avec le carré de la tension ; en effet la puissance réactive générée par un banc de condensateur triphasé de capacité par phase  $C$  sous la tension composée  $U$  vaut  $Q_c = -C\omega U^2$ . Une tension basse diminue l'efficacité du condensateur alors qu'il est nécessaire d'injecter plus de puissance réactive.

Un autre paramètre important à prendre en compte pour les bancs de condensateur est le niveau de tension auxquels ils sont connectés. Le coût de ces appareils dépend en partie de la qualité du diélectrique utilisé. Les condensateurs sont plus économiques pour des niveaux de tension de l'ordre de 20 kV, c'est-à-dire adaptés aux réseaux de distribution. Lorsque le système électrique était géré par une entreprise publique intégrée, celle-ci avait toute latitude

pour investir et positionner des bancs de condensateurs sur les réseaux de distribution. Désormais, les entités de transport et distribution étant séparées, le GRT n'a plus d'accès libre aux installations de distribution. Certains bancs de condensateurs sont installés sur le réseau de transport et de répartition, aux niveaux de tension 63/90/225 kV, mais leur coût est plus élevé.

#### 1.2.2.3.4 Compensateurs statiques de puissance réactive

Les compensateurs statiques de puissance réactive (CSPR), ou FACTS (de l'anglais Flexible Alternative Current Transmission System) sont des dispositifs plus récents qui associent des bancs de condensateurs et de bobines à des convertisseurs d'électronique de puissance permettant de réguler la puissance réactive délivrée et ainsi la tension du nœud de connexion. Ces appareils ont un temps de réponse très court, de l'ordre de quelques dizaines de millisecondes.

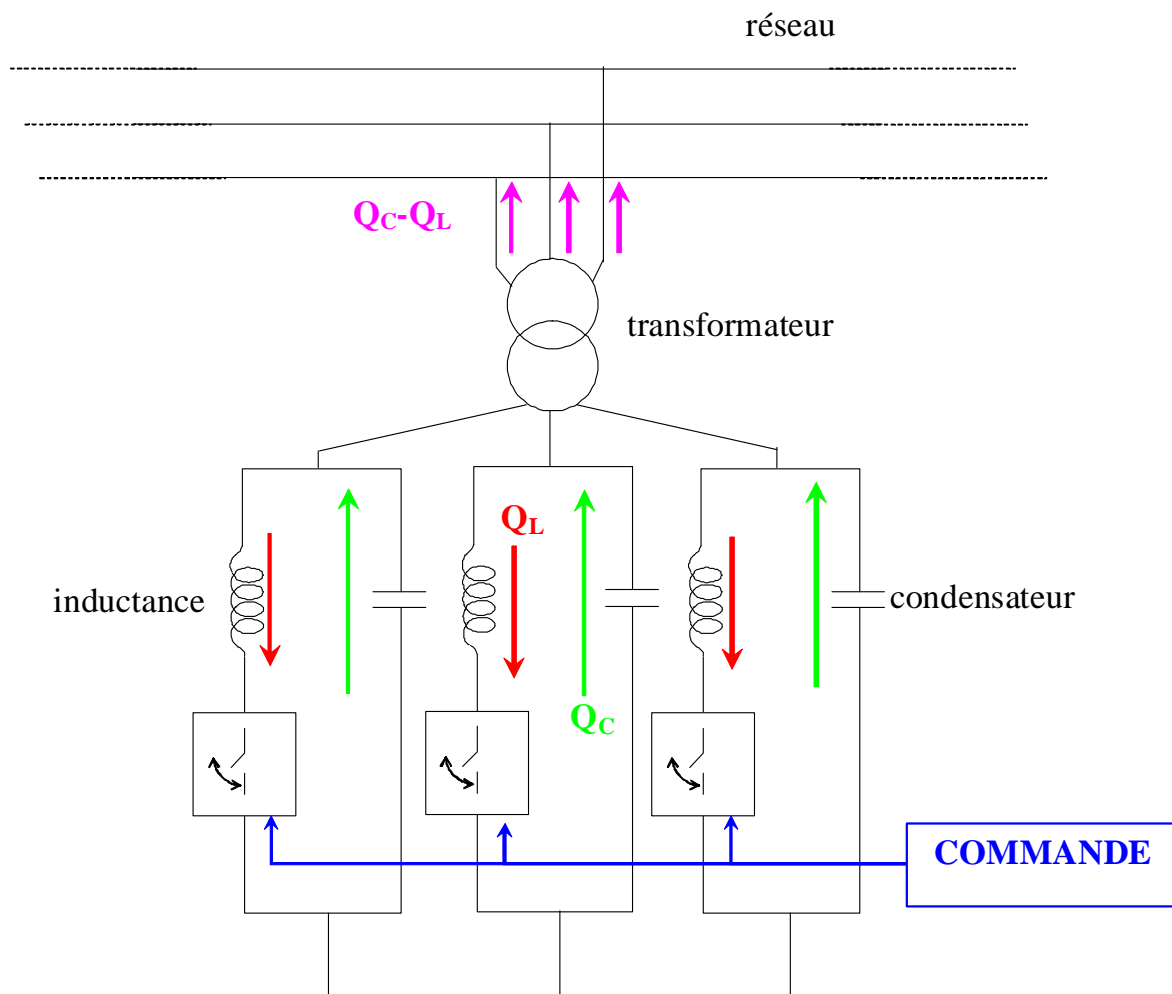


Figure 7 : schéma de principe d'un CSPR



### **I.3 Organisation du réglage de la tension et de la gestion de la puissance réactive.**

Le respect des contraintes de tension sur les réseaux de transport est impératif pour maintenir la sûreté de fonctionnement du système électrique : une tension trop faible se traduit par une augmentation des transits et des pertes sur les lignes, une diminution de la stabilité en tension et un risque de perturbation du fonctionnement des protections. Une tension trop élevée accroît le vieillissement des isolants, pouvant même aller jusqu'à leur destruction. Il faut ajouter à ces conséquences néfastes l'augmentation du risque de perte de stabilité sur court-circuit des générateurs qui absorbent de la puissance réactive pour réduire la tension. Par ailleurs la tension des postes alimentant les auxiliaires des centrales nucléaires doit être particulièrement contrôlée : ces équipements assurent en effet le refroidissement des réacteurs.

La diversité des moyens de réglage de la tension, que ce soit en termes de capacité, de dynamique ou de contrainte d'utilisation, a nécessité d'organiser et de hiérarchiser le réglage de la tension en trois niveaux [7] :

- le réglage primaire de tension est l'asservissement de la tension du nœud de connexion d'un générateur ou d'un CSPR à une valeur de consigne. Une augmentation (respectivement réduction) de la production de puissance réactive, par l'augmentation (respectivement diminution) du courant d'excitation de la machine, permet d'élever (respectivement réduire) la tension du nœud de connexion à son niveau de consigne [8]. Cette régulation est réalisable tant que la capacité de production du générateur n'est pas atteinte. Dans le cas contraire, le générateur peut continuer à fournir sa capacité maximale de production, mais la tension à son nœud de connexion sera flottante. Cette régulation est très rapide, de l'ordre de quelques secondes, car elle nécessite uniquement une modification du courant d'excitation. Néanmoins son effet est très limité géographiquement, car la seule valeur régulée est la tension au nœud de connexion.

- Le réglage secondaire de tension permet quant à lui de régler la tension sur une zone plus étendue avec une constante de temps plus grande. Ce réglage secondaire a pour objectif de maintenir une tension constante en un nœud caractéristique de la zone de réglage, appelé nœud pilote [9]. Les tensions de consignes des groupes de cette zone sont alors commandées de telle sorte que la tension du nœud pilote soit maintenue constante.

La constante de temps de ce réglage est de l'ordre de quelques minutes. Ce dispositif a été généralisé par EDF en France au début des années 80. Ce réglage pilote les trente-cinq zones du réseau français indépendamment les unes des autres. Une amélioration a été portée au réglage secondaire de la région Ouest par l'établissement d'un Réglage Secondaire Coordonné de Tension. La coordination consiste à optimiser le réglage sur une région entière, comprenant donc plusieurs zones, en tenant mieux compte des capacités disponibles sur les groupes, et de l'influence de chacun des groupes sur le maintien de la tension des nœuds pilotes [10]. Cette influence, qui dépend de la topologie du réseau, est prise en compte par l'intermédiaire de deux matrices de sensibilités. La première matrice relie les variations de tensions des points pilotes aux variations des tensions de consigne des régulateurs primaires. Quant à la seconde, elle lie les puissances réactives des groupes en réglage aux tensions de consigne des groupes.

Le réglage tertiaire de tension consiste à assurer la disponibilité des capacités de production de puissance réactive sur le réseau [11]. Cette action manuelle s'effectue sur les niveaux de consigne de tension des points pilotes et sur le démarrage de groupes [12].

## **I.4 Conclusion**

Le réglage de tension sur les grands réseaux de transport d'énergie électrique est lié à la maîtrise des flux de puissance réactive. La maîtrise de ces flux se fait par l'intermédiaire de différents moyens d'action : vérification des consignes de tension des générateurs synchrones, connexions/déconnexions de bancs de condensateurs ou de selfs.

Ces moyens d'action font appel à des dispositifs qui ne font pas tous partie du patrimoine du gestionnaire du réseau de transport : les générateurs appartiennent aux producteurs, certains moyens de compensations aux distributeurs. Un cadre réglementaire a donc été mis en place pour définir les conditions d'utilisation de ces capacités.

## Chapitre II

### **Données économiques sur la puissance réactive, tarification et état de l'art**

Depuis les années 80, la majorité des pays industrialisés ont progressivement ouvert à la concurrence leurs marchés de l'électricité [1]. Cette libéralisation s'est accompagnée de la mise en place de mécanismes de marché permettant de mettre en concurrence les producteurs. Des dispositifs réglementaires permettant un accès non discriminatoire aux réseaux de transport et distribution ont été instaurés [3]. Parmi ces nouvelles règles, la principale est une séparation - au minimum juridique - entre les entreprises de production, qui sont mises en concurrence, et les entreprises de transport de l'énergie, qui restent des monopoles naturels régulés.

Or, à l'époque des grandes compagnies verticalement intégrées, la gestion du système électrique se faisait dans sa globalité, depuis la production jusqu'à la distribution chez l'utilisateur final en passant par le transport et la distribution. Le fonctionnement et la sûreté du système étaient assurés en faisant usage de tous les équipements disponibles (générateurs, moyens de compensation, gestion du réseau...), et ce quel que soit leur emplacement dans le système électrique.

Le découpage des domaines de responsabilité entre production, transport et distribution est lui essentiellement juridique et ne peut se traduire physiquement dans l'exploitation du réseau : le Gestionnaire du Réseau de Transport, qui est responsable de l'acheminement de l'énergie électrique, les producteurs, qui exploitent les centrales de production et les gestionnaires de réseaux de distribution sont dépendants les uns des autres pour assurer un fonctionnement sûr et efficace du système électrique.

Notamment, ces différents acteurs participent à la fourniture des services systèmes. Ce sont les services que rendent ces acteurs pour assurer le bon fonctionnement dans les conditions de sûreté requises. Parmi ceux-ci nous pouvons citer les deux principaux : la participation au réglage de fréquence en fournissant les réserves de puissance active qui permettent d'équilibrer la production et la consommation, et la participation au réglage de la tension par la gestion des flux de puissance réactive.

## II.1 Coûts de production de la puissance réactive

La question de la tarification de la puissance réactive a été soulevée en 1993 par W. Hogan dans un article intitulé « Electricity markets requires reactive power prices » [13]. En effet, il apparaissait sur un exemple de tarification nodale du transport de puissance active que les capacités de production de puissance réactive pouvaient avoir une importance sur les capacités de transport des lignes et par conséquent sur les prix de l'énergie électrique. W. Hogan souhaitait alors que soit prise en compte l'influence des capacités de production de puissance réactive dans le calcul des tarifs de transport de puissance active.

Hahn et Baldick ont publié en 1994 un article contredisant Hogan intitulé « Reactive Power is a cheap constraint » [14], qui mettait en avant le fait que la contrainte de puissance réactive était exagérée et provenait d'un mauvais dispatching de puissance dans l'exemple utilisé. Par ailleurs ils estimaient, comme l'indique le titre de l'article, que la puissance réactive est une contrainte peu chère à lever. Ce point est à développer : ils soutiennent en effet que les contraintes de puissance réactive peuvent être levées moyennant des investissements en moyens de compensations judicieusement placés. De plus il existe une vaste gamme de dispositifs permettant de réaliser la compensation en puissance réactive, pour des coûts qui sont faibles par rapport à ceux de la génération de puissance active. L'estimation de Baldick sur le coût total de production de puissance réactive s'élève à 1% du coût total de génération de puissance électrique.

Les sommes mises en jeu pour la puissance réactive sont certes moins importantes que pour la puissance active, mais l'intérêt pour cette problématique est grand : si le coût est faible de manière relative, il est loin de l'être de manière globale, d'autant que la maîtrise de la tension est un point crucial pour la sûreté de fonctionnement du réseau.

Nous avons vu précédemment que la tension ne pouvait être maintenue dans des limites acceptables qu'en répartissant convenablement les sources de puissance réactive du réseau. Ces sources sont situées selon leur nature sous la responsabilité d'acteurs différents : producteurs (alternateurs et compensateurs synchrones), gestionnaires des réseaux de transport (CSPR, condensateurs HT), gestionnaires des réseaux de distribution (condensateurs HTA). Nous allons dans cette partie détailler la nature des coûts de chacune des technologies

de production de puissance réactive, en nous basant notamment sur les travaux de J. W. Lamont et J. Fu [15].

### II.1.1 Coûts de production pour les générateurs

Le premier type de producteur pris en compte est le générateur synchrone. La détermination des coûts de production de puissance réactive des générateurs synchrones se caractérise par la difficulté de séparer les coûts de production de la puissance réactive de ceux de la puissance active.

La rentabilité économique d'une centrale de production électrique est basée sur la vente de sa production de puissance active. Celle-ci représente en effet l'énergie utilisable pour le consommateur final, et est celle qui est valorisée. La capacité de production de puissance active d'un groupe est conditionnée par le dimensionnement des équipements en amont du générateur : source d'énergie primaire, chaudière/réacteur/conduite forcée, turbine.

Le groupe alternateur est ensuite dimensionné en puissance active de telle sorte qu'il puisse convertir la puissance mécanique disponible. Le dimensionnement électrique (puissance apparente) de l'alternateur nécessite par la suite de prendre en compte la puissance réactive à injecter.

Les dimensions électriques d'un alternateur, et par conséquent son coût, dépendent de la puissance active qu'il doit débiter ainsi que de la puissance réactive, même si celle-ci n'est pas vendue à un consommateur final. Nous verrons par la suite qu'il n'est pas aisé de distinguer les coûts de production de la puissance réactive des coûts de production de puissance active, que ce soit en termes d'investissement ou bien de fonctionnement.

#### II.1.1.1 Coûts d'investissements

Le premier coût de production que nous allons prendre en compte est celui lié au dimensionnement de l'alternateur et du transformateur élévateur, lui permettant de générer de la puissance réactive en plus de la puissance active, et correspond donc à un coût d'investissement. Si l'on considère la puissance active nominale  $P_n$  du groupe, puissance pour laquelle a été dimensionnée mécaniquement le groupe et  $S_n$  la puissance apparente nominale du groupe, nous avons (en ne tenant pas compte des limites de courants rotoriques de la machine) :

$$S_n = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2} \quad (23)$$

où  $Q_n$  est la puissance réactive que peut produire le générateur à puissances apparente et active nominales. Ce niveau de production correspond à la capacité minimale de production de puissance réactive que le générateur peut produire en toutes circonstances. Cette relation peut aussi être exprimée à l'aide du facteur de puissance  $f_p = \frac{P_n}{S_n}$ . Le surdimensionnement en puissance apparente dû à la capacité de production de puissance réactive peut alors être exprimé de la façon suivante :

$$\Delta S = S_n - f_p S_n = (1 - f_p) S_n \quad (24)$$

ou bien encore de manière relative :

$$\frac{\Delta S}{S_n} = 1 - f_p \quad (25)$$

Le même raisonnement peut être appliqué au transformateur élévateur, qui doit lui aussi être dimensionné pour pouvoir transiter la puissance réactive ainsi générée.

Ce surcoût d'investissement est directement lié à la capacité de production de puissance réactive du groupe, et non à la quantité cumulée d'énergie réactive qu'il sera amené à fournir lors de sa durée d'exploitation. Il devient dès lors difficile de se ramener à un coût de production au MVar.h, celui-ci dépendant forcément de la disponibilité de la centrale sur le réseau et de son niveau de production. Néanmoins il permet d'obtenir un coût au MVar de capacité de production.

#### II.1.1.2 Coût d'exploitation : pertes

Si le coût d'investissement est important pour la capacité de production de puissance réactive, il faut aussi prendre en compte les coûts liés à l'exploitation et à la production de puissance réactive. Parmi ceux-ci sont à prendre en compte le coût lié aux pertes supplémentaires et les éventuels coûts d'opportunité.

Les pertes par effet Joule  $P_J$  sont liées à l'augmentation du courant statorique dû à la puissance apparente plus importante, selon l'expression suivante :

$$P_J = 3RI^2 = 3R \frac{S^2}{V^2} = 3R \frac{(P^2 + Q^2)}{V^2} \quad (26)$$

Où P, Q et S sont respectivement les puissances active, réactive et apparente délivrées par le générateur, et V la tension simple du stator.

Le surplus de pertes dû à la génération de puissance réactive peut alors se calculer de la manière suivante :

$$\Delta P_j = 3R \frac{Q^2}{V^2} \quad (27)$$

Cette valeur est facile à évaluer de manière théorique, si l'on connaît la valeur des résistances du stator de l'alternateur et du transformateur élévateur.

L'estimation de la valeur des pertes est très difficile à réaliser. En effet, si l'on suppose bien connues les valeurs des résistances et de la puissance réactive produite à un instant donné, il devient difficile d'intégrer ces pertes sur la durée d'exploitation du groupe. Si ces pertes entraînent un surcoût évident pour le producteur, la valeur de celui-ci est difficilement évaluable en raison des différents niveaux de production de puissance réactive dans le temps et des variations de cette production réactive.

Il faudrait connaître le coût marginal de production de la centrale à l'instant où la puissance réactive est produite. Or, ce coût marginal dépend pour beaucoup de la source primaire d'énergie utilisée pour la production :

- pour les sources thermiques à flamme, le coût de production dépend fortement du prix du combustible utilisé, qui est lui même soumis à une volatilité très importante.
- pour les sources hydrauliques, si la ressource est gratuite, elle n'est pas sans valeur, et cette valeur est difficilement estimable car elle dépend de sa disponibilité et des besoins qui pourront survenir.
- pour les sources nucléaires, la valeur de la puissance perdue en pertes est moins sujette à volatilité.

La seconde incertitude concerne le niveau de production de puissance réactive des groupes : ce niveau dépend entre autres de la gestion du plan de tension. Or la gestion de ce plan de tension a pour objectif le respect des contraintes de tension sur le réseau en conservant des marges de sécurité suffisantes pour assurer une exploitation sûre en cas d'incident.

### II.1.1.3 Coût d'exploitation : coût d'opportunité

Le coût d'opportunité est un coût d'exploitation lié à la production de puissance réactive lorsque les niveaux de production en puissance active et réactive sont élevés.

La capacité de production des groupes en puissance réactive est limitée par les courants rotoriques ( $|Q|$  élevée) ou statoriques ( $P$  et  $Q$  élevées). Ceci est visible sur les diagrammes PQ de fonctionnement des groupes. Ainsi, lorsqu'un générateur produit sa puissance active maximale, sa capacité de production de puissance réactive est limitée par le courant statorique. Si le GRT a besoin dans cette configuration d'un surplus de capacité de production de puissance réactive par ce générateur, ce dernier devra diminuer sa production de puissance active afin de satisfaire la demande en puissance réactive.

Cette réduction de la production va entraîner un manque à gagner pour le producteur. C'est ce manque à gagner qui constitue le coût d'opportunité.

Plusieurs conditions apparaissent donc pour obtenir un coût d'opportunité :

- une réduction de la production de puissance active afin d'augmenter temporairement la capacité de production de puissance réactive.
- la réalisation d'un bénéfice sur la vente de la puissance active, c'est à dire que le prix de vente au moment de la réduction de la production soit supérieur au coût marginal de production de la centrale.

### II.1.2 Coûts des moyens de production statiques

La production de puissance réactive peut aussi être assurée par des moyens statiques de compensation. Plusieurs technologies existent pour fournir cette puissance réactive : bancs de condensateurs/bobines, Compensateurs Statiques de Puissance Réactive (Static Var Compensator, STATCOM).

Si les coûts de ces appareils varient très fortement en fonction de leurs possibilités techniques, la répartition entre coût d'investissement et coûts d'exploitation est semblable pour ces deux types de dispositifs. Ils sont caractérisés par un coût d'investissement important, et des coûts d'exploitation faibles.



### II.1.2.1 Bancs de condensateurs / bobines

Ces dispositifs sont les plus simples et aussi les plus largement utilisés sur les réseaux de transport. Leurs capacités techniques sont assez limitées et ils présentent des contraintes de fonctionnement importantes. Le coût principal concerne l'investissement, d'un ordre de grandeur de 10 k\$/MVar de capacité selon [16]. Cette valeur est donnée pour des moyens de compensation disponibles en HTA (réseaux de distributions 20 kV). Dans le même document, des valeurs issues de [17] donnent des coûts d'un million de dollars pour 50 MVar de bancs de condensateurs installés en 115kV, et de cinq millions de dollars pour 200 MVar installés en 500 kV. Si l'on se ramène à un coût au MVar, cela donne une valeur de 20 à 25 k\$/MVar pour des condensateurs installés en HTB, c'est-à-dire sur le réseau de transport. Il faut préciser que ces valeurs sont des ordres de grandeurs, qui peuvent évoluer fortement en fonction des conditions particulières de chaque poste de raccordement : place disponible, dimensionnement des jeux de barres, etc.

Les coûts d'exploitation sont a priori très faibles pour les bancs de condensateurs, ceux-ci ne générant pas de pertes de puissance active ni de coûts d'opportunité. Le seul point important est la fréquence de connexion/déconnexion des appareils. Les régimes transitoires apparaissant lors de ces phases entraînent des courants importants qui diminuent la durée de vie des appareils.

### II.1.2.2 Compensateurs Statiques de Puissance Réactive : SVC, STATCOM

Les CSPR sont des dispositifs plus récents qui associent des condensateurs et des bobines d'induction à des convertisseurs électroniques pilotés par microprocesseurs qui permettent de réguler précisément la tension en ajustant la puissance réactive générée ou absorbée. Les CSPR sont logiquement plus coûteux.

Pour des capacités de 0-100 MVar inductif et 100-200 MVar capacitifs, l'investissement est de 5 à 10 millions de dollars, soit 50 k\$/MVar capacitif selon [17].

Les coûts de fonctionnement sont eux aussi faibles : la consommation interne (pertes), si elle est plus élevée que pour les bancs de condensateurs, n'a pas d'impact significatif.

## II.2 Dispatching économique

L'analyse des coûts de production de puissance réactive devrait théoriquement permettre d'optimiser le dispatching économique de la puissance réactive. Plusieurs possibilités existent dans la littérature pour la réalisation de ce dispatching, qui diffèrent selon les objectifs à atteindre par l'optimisation. Un objectif fréquemment utilisé pour cette optimisation est la minimisation des pertes actives sur les lignes de transport en agissant sur les niveaux de production de puissance réactive [18]. Quant aux coûts pris en compte pour la réalisation du dispatching, là aussi de nombreuses possibilités existent, dont nous citerons quelques exemples :

- Y. Dai, Y. X. Ni, F. S. Wen, Z. X. Han, cherchent dans [19] à minimiser les coûts de production de la puissance active, de la puissance réactive, et du coût d'investissement en bancs de condensateurs, en considérant les différents coûts sous la forme suivante :
  - Le coût de production de la puissance active est modélisé par une fonction quadratique.
  - Le coût de production de la puissance réactive est limité au coût d'opportunité.
  - Le coût des condensateurs est leur coût d'investissement : en estimant leur durée de vie à 15 ans, ce coût est ramené à un coût du MVarh.

Ce dernier point est particulièrement discutable, l'estimation de la durée de vie d'un condensateur dépendant fortement du nombre de connexions, qui n'est pas pris en compte ici.

- V. Leonardo Paucar et M. J. Rider, réalisent dans [20] un dispatching réactif ayant pour objectif la minimisation du coût de production de la puissance réactive et des pertes. Ces pertes sont considérées comme étant fournies par le nœud bilan. Les contraintes considérées sont : les équations d'équilibre du load-flow, les capacités de production de puissance réactive et les limites de tension. Le coût de production de la puissance réactive pris en compte est limité au coût d'opportunité du générateur, c'est à dire la perte financière due à la production de puissance réactive en lieu et place de la puissance active.

L'utilisation du coût d'opportunité comme seul coût de production de puissance réactive est discutable : dans le cas où aucun générateur n'aurait à réduire sa capacité de production de puissance active, la valeur donnée à la puissance réactive serait nulle. Ainsi, sur un système

où les capacités seraient bien dimensionnées, les coûts d'opportunités seraient inexistants. Il serait dans ce cas impossible de valoriser la puissance réactive.

De nombreux autres articles sont présents dans la littérature sur ce sujet, mais nous ne les traiterons pas ici. En effet cette approche est de moins en moins appréciée, car elle est basée sur une optimisation globale des coûts de production de puissance réactive. Or, nous avons vu au chapitre II.1 que le coût de production de la puissance réactive par les générateurs synchrones était difficile à dissocier des coûts de production de puissance active. De plus la séparation entre les entités de production et de transport rend délicate l'utilisation de ces coûts de production, qui sont considérés comme des informations sensibles.

## II.3 Méthodes basées sur les sensibilités

Les méthodes basées sur les sensibilités permettent de définir l'efficacité de la source de production de puissance réactive sur la tenue de tension d'un nœud.

### II.3.1 Définition des sensibilités

Il existe de nombreuses définitions pour les sensibilités, selon l'objectif recherché.

En désignant par  $I$  un indice de sécurité du réseau, indice qui dépend de la production de puissance réactive des générateurs tels que  $I=f(Q_i)$ , on peut définir la sensibilité de l'indice de sécurité aux injections de puissance réactive par la formule suivante :

$$S = \frac{\Delta I}{\Delta Q_j} \quad (28)$$

L'indice de sécurité pris en compte dépend de l'objectif recherché. Parmi ceux couramment utilisés, nous trouvons la capacité de transmission d'une ligne ( $S_{\max}$ ) ou bien la tension au niveau d'un nœud. Si l'on souhaite mesurer l'effet sur la tenue de tension  $V_i$  au nœud  $i$  d'un générateur situé au nœud  $j$  et produisant une puissance réactive  $Q_j$ , nous pouvons définir la sensibilité  $S$  par la formule suivante :

$$S = \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j} \quad (29)$$

### II.3.2 Sensibilités marginales

Plusieurs possibilités existent pour la prise en compte de la variation de production de puissance réactive. Une sensibilité marginale peut être définie en calculant la dérivée de la tension par rapport à la production de puissance réactive :

$$\sigma = \frac{\partial V_i}{\partial Q_j} \quad (30)$$

Une définition théorique peut être obtenue en partant de la modélisation mathématique du réseau. Les équations des puissances actives et réactives s'écrivent en effet :

$$P_i = \sum_{k=1}^N V_i V_k Y_{ik} \cos(\gamma_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (31)$$

$$Q_i = - \sum_{k=1}^N V_i V_k Y_{ik} \sin(\gamma_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (32)$$

La matrice Jacobienne  $\left[ \frac{\partial Q}{\partial V} \right]$  se déduit de l'expression de la puissance réactive :

$$\left[ \frac{\partial Q}{\partial V} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_N} \\ \dots & \frac{\partial Q_j}{\partial V_k} & \dots \\ \dots & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \end{bmatrix} \quad (33)$$

$$\text{et } \Delta Q = \left[ \frac{\partial Q}{\partial V} \right] \Delta V \quad (34)$$

L'inversion de la matrice Jacobienne nous permet d'obtenir les sensibilités :

$$[\Delta V] = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_N} \\ \dots & \frac{\partial Q_j}{\partial V_k} & \dots \\ \dots & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \end{bmatrix}^{-1} [\Delta Q] = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \dots & \sigma_{1N} \\ \dots & \sigma_{jk} & \dots \\ \dots & \dots & \sigma_{NN} \end{bmatrix} [\Delta Q] \quad (35)$$

La sensibilité ainsi définie évalue la variation de tension au nœud  $i$  qu'entraîne une variation marginale de production de puissance réactive au nœud  $j$ . Cette sensibilité donne une bonne information quant à l'efficacité du générateur étudié pour la régulation de tension au niveau du nœud. Néanmoins elle ne prend pas en compte les capacités de production disponibles au niveau des groupes.

### II.3.3 Sensibilités globales

Pour tenir compte des capacités de production disponibles, il est possible de définir de nouvelles sensibilités :

$$S_{ij} = \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j} \quad (36)$$

où  $\Delta Q_j = Q_{\max} - Q_0$ , et

$$S_{ij} = \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j} \quad (37)$$

où  $\Delta Q_j = Q_0 - Q_{\min}$ .

Ces sensibilités déterminent la variation maximale de tension que peut réaliser un générateur sur un nœud.

La détermination des sensibilités permet de définir des indices d'efficacité des générateurs produisant de la puissance réactive. Ces indices permettent de définir des zones d'efficacité homogènes, fournissant ainsi un signal pertinent pour les besoins en puissance réactive du système électrique.

## II.4 Conclusion

La nécessité de valoriser économiquement le service au système que constitue la participation au réglage de tension est apparue avec la séparation des entités de production et de transport d'énergie électrique. Une valorisation basée sur les coûts de production de puissance réactive est difficile en raison des dépendances entre les coûts de génération de puissance active et ceux de génération de puissance réactive, et en raison de l'impossibilité de définir un coût de production du MVar.h.

Par ailleurs, le transport d'énergie réactive étant inefficace sur de longues distances, le service rendu par un générateur de puissance réactive dépend de la topologie du réseau et des paramètres physiques de celui-ci. Des méthodes basées sur les sensibilités permettent de prendre en compte ces paramètres.

## Chapitre III

### Méthode des Capacités Réactives Equivalentes

Les méthodes de valorisation présentées auparavant, qui se basent sur une évaluation des coûts de production de la puissance réactive afin d'en réaliser le dispatching supposent la connaissance de ces coûts, ce qui pose deux problèmes :

- la difficulté technique d'évaluer précisément ces coûts, et notamment de les séparer des coûts de production de puissance active, comme cela a été vu au Chapitre II.
- La confidentialité des coûts de productions : les entreprises de transport et de production étant séparées, et les producteurs étant en concurrence, ces coûts sont considérés comme des informations confidentielles que les producteurs ne souhaitent pas communiquer.

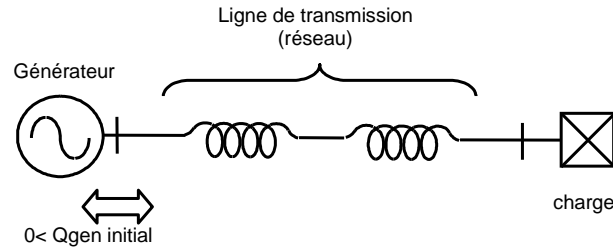
Quant aux méthodes basées sur les sensibilités, si elles s'affranchissent de l'évaluation des coûts et permettent d'évaluer l'efficacité des sources de puissance réactive sur le fonctionnement et la stabilité du réseau, elles présentent aussi des insuffisances, notamment l'absence de prise en compte des productions des autres générateurs.

Xu, Kundur et Da Silva ont proposé en 2000 dans [21] la méthode ERC, pour Equivalent Reactive Capacities ou Capacités Réactives Equivalentes, que nous allons présenter dans ce chapitre, d'abord de manière théorique, puis en l'appliquant sur un réseau simple à 2 nœuds.

#### III.1 Présentation de la méthode ERC

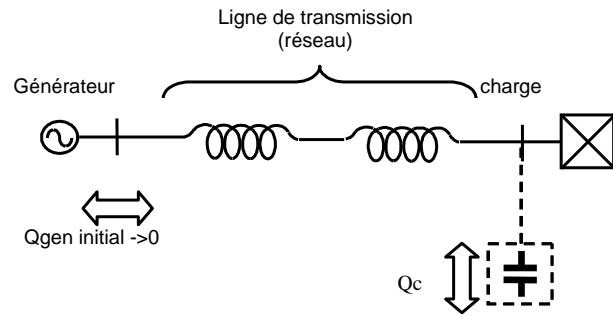
##### III.1.1 Remplacement de la production réactive d'un générateur

La méthode d'évaluation des capacités réactives équivalentes vise elle aussi à déterminer l'importance relative qu'ont des sources de génération de puissance réactive sur un réseau. Pour cela, les auteurs de cette méthode ont proposé un algorithme qui permet de déterminer les capacités de moyens de compensation nécessaires au maintien de conditions acceptables de fonctionnement du réseau dans le cas où un groupe de production ne produirait plus de puissance réactive. Le principe de la méthode peut être illustré sur un réseau à deux nœuds, constitué d'un générateur alimentant une charge par une ligne de transport (Figure 8).



**Figure 8 : Réseau à deux nœuds**

La puissance réactive consommée par la charge et la ligne est entièrement fournie par le générateur. La capacité réactive équivalente du générateur est la capacité des moyens de compensation à installer sur le réseau pour maintenir la même tension au nœud de charge mais en réduisant la production de puissance réactive du générateur.



**Figure 9 : Réseau à deux nœuds avec la capacité réactive équivalente**

Si la production du générateur est réduite de sa valeur initiale  $Q_{init}$  à 0, il est nécessaire d'installer des moyens de compensation pour maintenir sa tension. L'emplacement le plus judicieux pour le positionnement de ces moyens de compensation est le nœud de raccordement de la charge (Figure 9), car cela permet de diminuer le transit de puissance réactive et la chute de tension (cf. I.2).

### III.1.2 Lien entre sensibilités et méthode ERC

Les capacités réactives équivalentes marginales peuvent être définies en utilisant les sensibilités. En effet, à partir de la définition des sensibilités :

$$[\Delta V] = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \dots & \sigma_{1N} \\ \dots & \sigma_{jk} & \dots \\ \dots & \dots & \sigma_{NN} \end{bmatrix} [\Delta Q] \quad (38)$$



Et sachant que la tension au nœud de charge est inchangée, tandis que la production du générateur étudié est imposée à zéro, il est possible d'écrire :

$$\begin{aligned}\Delta V_{charge} &= 0 \\ \Delta Q_{gen_{\text{étudié}}} &= 0 - Q_{init} \quad (39) \\ \Delta Q_{gen_{\text{autre}}} &= 0\end{aligned}$$

Les seules inconnues sont alors les variations de tension des générateurs  $\Delta V_{\text{gen}}$  et les variations de puissance réactive au niveau des charges  $\Delta Q_{\text{charge}}$  qui représentent les capacités réactives équivalentes. Il y a donc une inconnue par nœud, et autant d'équations indépendantes que de nœuds. Il est donc possible de résoudre ce problème et de déterminer les capacités équivalentes en connaissant les capacités. La résolution peut se faire analytiquement sur un réseau à deux nœuds :

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_2} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} \quad (40)$$

Où  $\Delta V_1$  est la variation de tension au nœud du générateur et  $\Delta V_2$  la variation de tension au nœud de charge, d'où  $\Delta V_2=0$ .  $\Delta Q_1$  est la variation de production du générateur, et  $\Delta Q_2$  est la capacité réactive équivalente au nœud de charge. Nous obtenons alors :

$$\begin{aligned}\Delta V_2 = 0 &= \sigma_{21} \Delta Q_1 + \sigma_{22} \Delta Q_2 \\ \text{et } \Delta Q_2 &= -\frac{\sigma_{21}}{\sigma_{22}} \Delta Q_1 \quad (41)\end{aligned}$$

Il apparaît ici que la capacité réactive équivalente à la production d'un générateur est assimilable à la production de ce générateur pondérée par le rapport des sensibilités de la tension du nœud de charge aux injections de puissance réactive au niveau des deux nœuds.

Cette méthode est valable pour le calcul des capacités réactives équivalentes marginales, car elle fait intervenir les sensibilités qui sont définies pour un point de fonctionnement donné du système. Or le caractère fortement non linéaire des équations de répartition des flux de puissances ne permet pas d'extrapoler ces valeurs pour des plages de variation de production de puissance réactive importantes.

## III.2 Evaluation de la capacité réactive équivalente

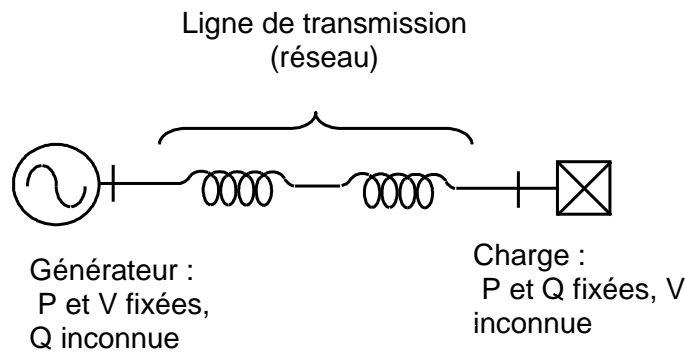
### III.2.1 Etat initial du réseau

L'état initial du réseau est déterminé en utilisant un calcul de répartition des flux de puissances [2] (calcul dit de « Load-Flow »). Le calcul de répartition des puissances porte sur quatre variables nodales : puissance active injectée ou soutirée  $P_i$ , puissance réactive injectée ou soutirée  $Q_i$ , phase  $\delta_i$  et amplitude  $V_i$  de la tension en chaque nœud  $i$ . Pour chacun des nœuds, deux des variables sont des paramètres, les deux autres étant des inconnues. Ainsi le nœud de raccordement d'un générateur régulé en tension est modélisé par un nœud où  $P$  et  $V$  sont connues et  $Q$  et  $\delta$  à déterminer, tandis qu'une charge est généralement modélisée par un nœud où  $P$  et  $Q$  sont connues. Le calcul de répartition des flux de puissances permet de déterminer la production de puissance réactive du générateur et la tension au nœud de charge. Il est à noter que la valeur de la tension de consigne du générateur est fixée par l'exploitant, qui cherchera à satisfaire un objectif d'exploitation tel que la minimisation des pertes ou bien la maximisation des marges de production.

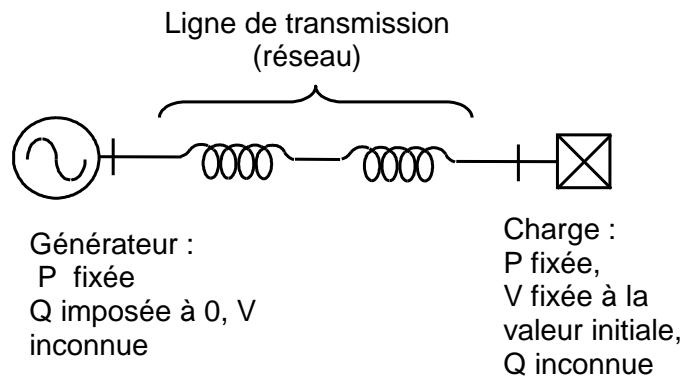
### III.2.2 Consignes de tension et production de puissance réactive

Pour que la production de puissance réactive du générateur puisse être comparée à la capacité des moyens de compensation installés, leurs effets respectifs sur la tension au nœud de la charge doivent être identiques. Pour cela il faut déterminer les capacités réactives équivalentes à installer au nœud de raccordement de la charge qui permettent de maintenir constante la tension à ce nœud lorsque la production réactive du générateur est annulée. Ceci revient à effectuer un nouveau calcul de répartition en considérant les paramètres suivants :

- tension au nœud de charge imposée à sa valeur initiale, la puissance réactive soutirée ou injectée à ce nœud de charge devenant une inconnue à déterminer,
- production de puissance réactive du générateur imposée à 0, l'amplitude de tension  $V$  du nœud de raccordement du générateur devenant une inconnue.



**Figure 10 : paramètres et inconnues du calcul de répartition des flux initial**



**Figure 11 : paramètres et inconnues du calcul des capacités réactives équivalentes**

L'évaluation de la capacité réactive équivalente est ainsi réalisée par un calcul de répartition des flux de puissances où les conditions initiales de régulations des nœuds de génération (régulés en puissance active et en amplitude de tension) et de charges (régulation en puissances active et réactive) ont été inversées.

### III.2.3 Calcul de la capacité réactive équivalente

Le résultat du calcul nous fournit une nouvelle valeur de puissance réactive  $Q$  au nœud de charge. La variation de  $Q$  par rapport à l'état initial définit la capacité réactive équivalente installée au nœud de charge pour remplacer la production initiale du générateur.

La capacité ainsi évaluée mesure la valeur de la puissance réactive générée par le groupe : un groupe situé à l'extrémité d'une ligne très inductive aura une capacité équivalente bien inférieure à sa production réelle, tandis qu'un groupe situé à proximité de la charge aura une capacité équivalente du même ordre de grandeur que sa production.

### III.2.4 Calcul de la capacité réactive équivalente de manière incrémentale

Il est possible d'évaluer chaque MVar de la plage de production du générateur en diminuant sa production MVar par MVar. De cette manière, nous déterminons la capacité réactive équivalente marginale pour chaque MVar généré par l'alternateur.

### III.2.5 Nature des moyens de compensation

Il est à noter que les capacités réactives équivalentes sont des moyens de compensation fictifs, l'objectif étant d'évaluer la production du générateur. Ils pourraient être assimilés à des bancs de condensateurs, néanmoins il faut rappeler que les bancs de condensateurs ne rendent pas le même service que des générateurs, notamment pour ce qui est de la stabilité dynamique [12]. Dans cette étude nous souhaitons évaluer la production des générateurs, et dans un premier temps cette valeur se mesurera en MVar de moyens de compensations, sans faire de distinction entre MVar statiques et dynamiques, bien que leurs valeurs techniques et financières soient différentes. Par abus de langage, les moyens de compensations seront appelés condensateurs fictifs.

### III.2.6 Application aux réseaux maillés

L'extension de la méthode ERC proposée par P. Kundur sur un réseau maillé comportant plusieurs générateurs et plusieurs nœuds de charge nécessite de préciser la manière dont est considérée la production des autres générateurs lorsque l'on évalue la capacité équivalente d'un générateur. Les auteurs de cette méthode ont ainsi proposé un algorithme permettant de déterminer les capacités réactives équivalentes pour des réseaux comportant plusieurs générateurs.

1. **Evaluation du cas de base** : les condensateurs fictifs des nœuds de charge ont une capacité nulle. Cette configuration initiale correspond au point de fonctionnement réel (photo) du réseau, mais simulé par un calcul de Load-Flow.
2. **Maintien de la production de puissance réactive des générateurs** : à partir de la situation initiale, les productions de puissance réactive des

générateurs sont fixées à leur valeur initiale, en simulant une régulation en puissances active et réactive de leur nœud de connexion. La tension de ces nœuds de connexion est désormais flottante. On passe ainsi d'une régulation de type P-V avec Q inconnue à une régulation de type P-Q, avec V inconnue et Q égale à sa valeur initiale.

### 3. **Evaluation de la capacité réactive équivalente de chaque générateur**

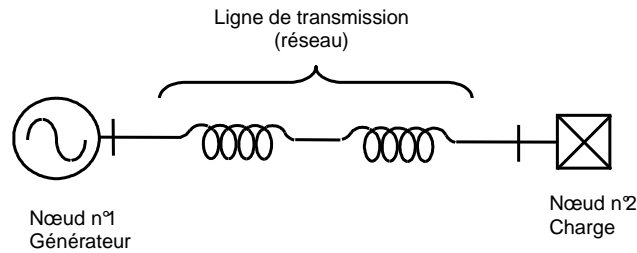
- a. la puissance réactive générée par le générateur considéré est diminuée MVar par MVar jusqu'à 0, en maintenant constantes et à leurs valeurs initiales les productions de puissance réactive des autres générateurs.
- b. Les amplitudes de tension des nœuds de charge sont maintenues constantes elles aussi, l'objectif étant de maintenir le même niveau de stabilité pour les charges. On modifie ainsi le type de régulation de PQ en PV.
- c. En raison du maintien de la tension aux nœuds de charge, la variation de l'injection d'un générateur se traduit par des variations des niveaux de puissance réactive soutirée au niveau des nœuds de charge. La somme de ces variations correspond à la capacité réactive équivalente du MVar du générateur considéré.

Cette troisième étape est itérée pour chaque générateur à étudier. On peut alors caractériser ces générateurs en traçant les courbes des capacités réactives équivalentes en fonction de la production réactive du générateur.

## **III.3 Application sur un réseau à deux nœuds**

### **III.3.1 Caractéristiques du réseau à 2 nœuds**

La méthode des ERC peut être illustrée simplement sur un réseau à deux nœuds, comportant un générateur, une ligne de transmission inductive et une charge.



La charge a été choisie inductive, de manière à ce que le générateur produise de la puissance réactive. Les valeurs utilisées figurent dans les tableaux Tableau 2 et Tableau 3 :

R ( $\Omega/\text{km}$ )	X ( $\Omega/\text{km}$ )	Longueur (km)
0	0,5	100

**Tableau 2 : Caractéristiques d'un réseau à 2 nœuds**

Nœuds	P (MW)	Q (MVar)	U (kV)
Alternateur (n°1)	800	435	420
Charge (n°2)	800	200	380

**Tableau 3 : Puissances considérées sur le réseau à deux nœuds**

La tension aux bornes de la charge est maintenue constante et égale à 380 kV. La puissance réactive injectée par le générateur est réduite jusqu'à atteindre une valeur nulle. Un calcul de répartition de puissances, en modélisant le nœud du générateur en nœud PQ et le nœud de la charge en PV permet alors d'obtenir les valeurs de tension au niveau du générateur et de puissance réactive au niveau de la charge.

Cela permet d'obtenir les résultats suivants :

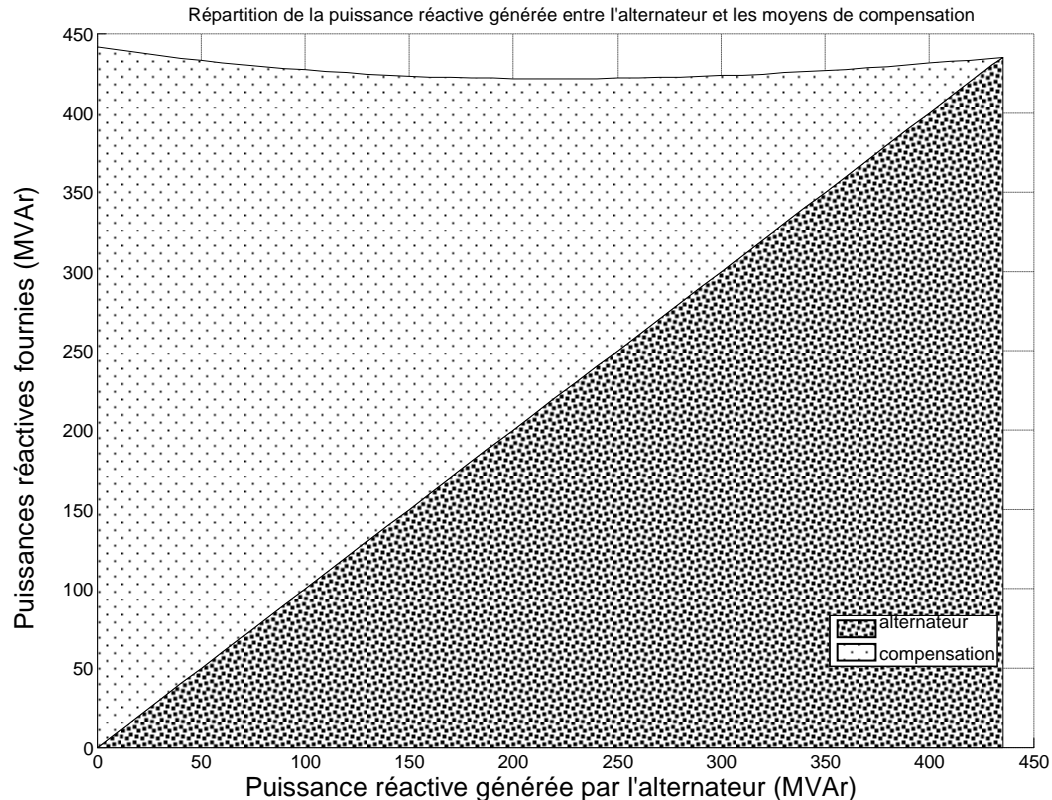
Nœuds	$P_G$ (MW)	$P_D$ (MW)	$Q_G$ (MVar)	$Q_D$ (MVar)	U (kV)	$\Delta Q$ (MVar)
1 (état initial)	800	0	435	0	420	<b>-435</b>
1	<b>800</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>364</b>	
2 (état initial)	0	800	0	200	380	<b>+441</b>
2	<b>0</b>	<b>800</b>	<b>241</b>	<b>0</b>	<b>380</b>	

**Tableau 4 : Capacité réactive équivalente du générateur (réseau à deux nœuds)**

Le maintien de la tension aux bornes de la charge au niveau initial nécessite de compenser la production de 435 MVar de puissance réactive au niveau du générateur par la production de 441 MVar au niveau de la charge. Il peut être surprenant de constater que la valeur nécessaire au niveau de la charge est supérieure à celle nécessaire au niveau du générateur, mais cela est dû au fait que la tension de référence est maintenant fixée au niveau de la charge. Or cette tension est plus basse que celle utilisée par le générateur. Les transits de courant sont donc plus importants, de même que la consommation de puissance réactive dans la ligne.

### III.3.2 Influence du niveau de production du générateur

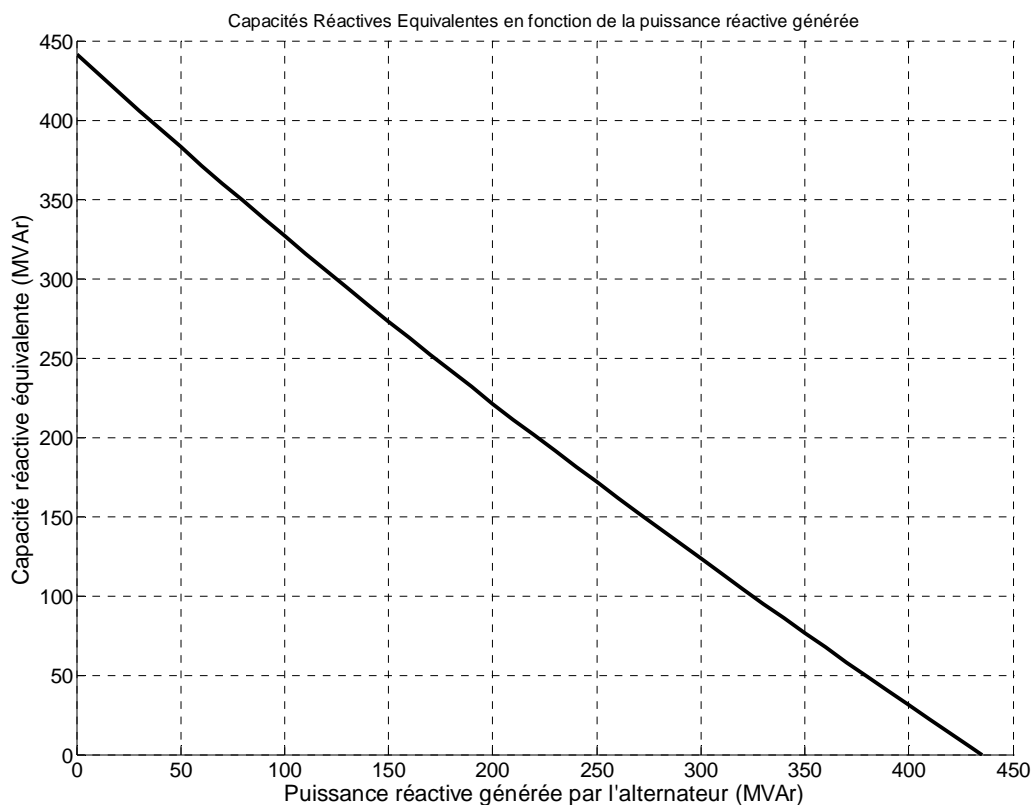
Afin de déterminer l'influence du niveau de production de puissance réactive du générateur, nous calculons les capacités réactives équivalentes pour chaque niveau de production compris entre 0 et le niveau de production initial du générateur. Afin de visualiser la répartition entre la puissance réactive produite par le générateur et celle injectée par les moyens de compensation, nous avons sommé les deux courbes correspondantes. (Figure 12).



**Figure 12 : Répartition de la production de puissance réactive entre le générateur et les moyens de compensation**

La surface foncée correspond à la production du générateur. La surface plus claire représente la capacité totale des condensateurs fictifs qui ont été installées. L'ensemble des deux aires représente la puissance réactive totale injectée sur le réseau. Celle-ci est maximale lorsque seuls les condensateurs fictifs fournissent la puissance réactive, car cela correspond à des valeurs de tension basses pour le générateur et la charge. La puissance réactive totale est minimale lorsque les injections de puissance réactive sont réparties aux deux extrémités de la ligne, c'est-à-dire entre les moyens de compensation ajoutés et le générateur.

Nous pouvons ensuite tracer la courbe représentant la capacité réactive équivalente en fonction de la puissance réactive générée par l'alternateur (Figure 13).



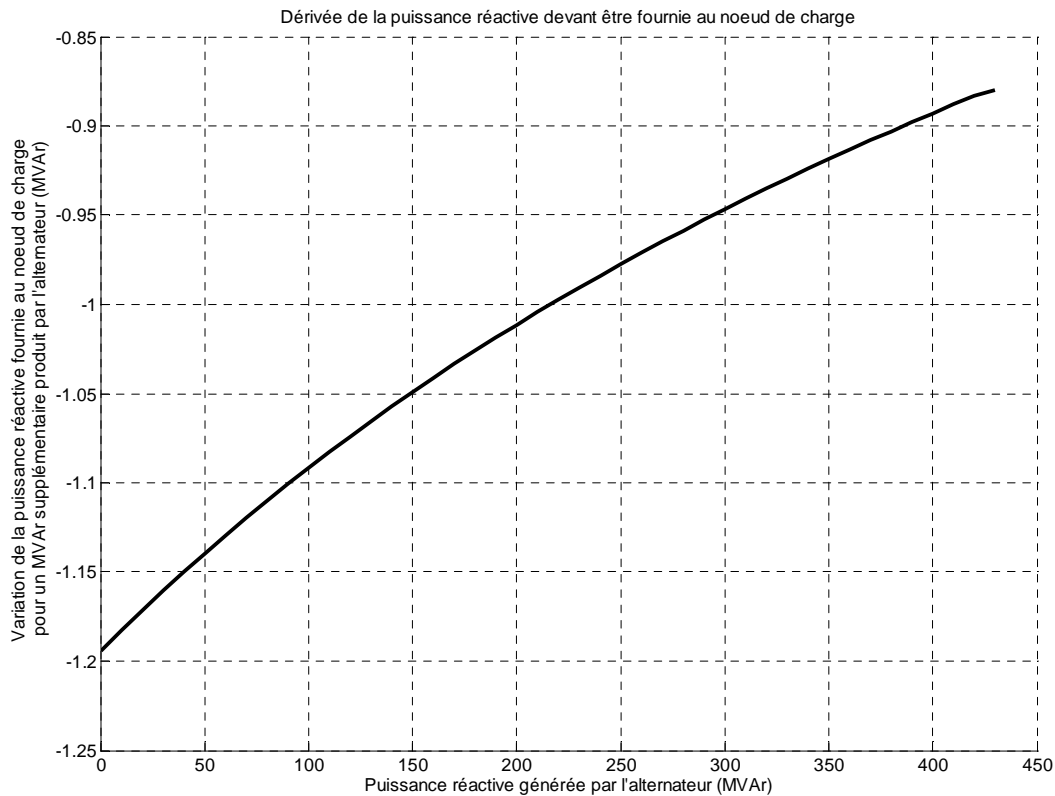
**Figure 13 : Capacité réactive équivalente en fonction de la production du générateur**

Il est possible à partir de cette courbe de déterminer la capacité réactive marginale qui permettrait de compenser chaque MVar produit par le générateur. En effet la dérivée de cette courbe nous donne l'évolution de la capacité à installer au nœud de charge pour remplacer un MVar du générateur en fonction de l'évolution de la production du générateur concerné : plus



un générateur produit de puissance réactive, moins il faudra investir en moyens de compensation au nœud de charge pour remplacer un MVar du générateur, selon la formule

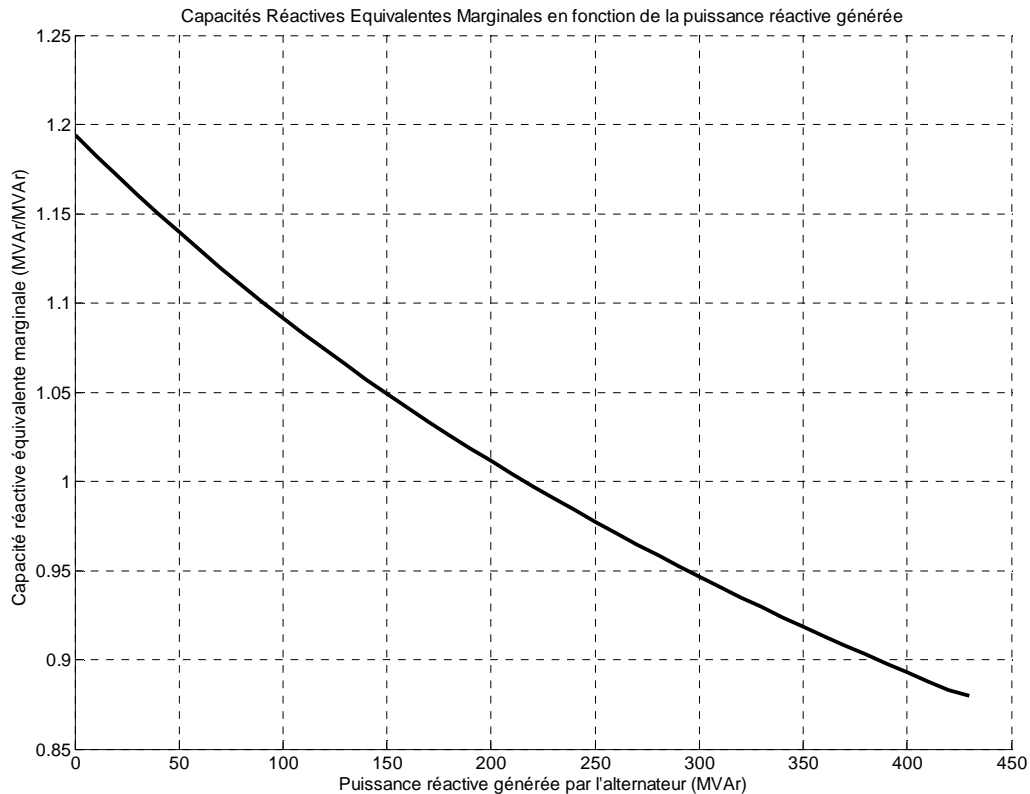
$$\Delta Q_2 = -\frac{\sigma_{21}}{\sigma_{22}} \Delta Q_1 \text{ établie au III.1.2}$$



**Figure 14 : Dérivée de la capacité réactive équivalente en fonction de la production du générateur**

Cette dérivée représente la variation de la capacité réactive équivalente lorsque l'on augmente la production du générateur. Ainsi la génération du premier MVar par le générateur se traduit par une réduction de la capacité réactive équivalente de 1,2 MVar.

Afin de déterminer les capacités réactives marginales à installer en remplacement de la production du générateur, c'est-à-dire lorsque l'on fait décroître sa production, il faut inverser le signe de cette dérivée, comme c'est le cas sur la Figure 15. Nous obtenons ainsi les capacités réactives marginales, c'est-à-dire les capacités des moyens de compensation qui devraient être installés pour remplacer chacun des MVar produits successivement par le générateur.



**Figure 15 : Capacité Réactive Equivalente Marginale en fonction de la production du générateur**

La valeur attribuée par les capacités réactives équivalentes décroît avec le niveau de production du générateur. Les premiers MVar générés sont plus difficiles à compenser. Leur capacité réactive équivalente supérieure à 1 traduit une valeur plus importante que celle des MVar générés au nœud de charge. Inversement, les derniers MVar générés nécessitent moins de capacités réactives équivalentes. La valeur qui leur est attribuée est plus faible.

Cette courbe met en évidence la nécessité de répartir la compensation entre les deux extrémités de la ligne afin de minimiser la capacité totale de production : en effet, si la capacité marginale équivalente est supérieure à 1 MVar pour 1 MVar produit, il est préférable, pour diminuer la production totale de faire produire la puissance réactive par le générateur plutôt que par les moyens de compensation. Inversement si la capacité réactive marginale est inférieure à 1 MVar pour 1 MVar, il vaut mieux produire de la puissance réactive au niveau de la charge grâce aux moyens de compensation et réduire la production du générateur. Le point de production du générateur minimisant la puissance réactive totale

injectée sur le réseau est celui correspondant à une capacité marginale de 1 MVar pour 1 MVar.

### III.3.3 Influence de la longueur de la ligne

#### III.3.3.1 Capacités réactives équivalentes pour différentes longueurs de ligne

La valeur de la puissance réactive qui doit être générée au niveau de la charge est susceptible de valoriser la production de puissance réactive du générateur. Or l'éloignement du générateur par rapport à la charge a pour effet d'augmenter la réactance de la ligne et par conséquent les pertes réactives dans celle-ci. Pour mettre en évidence l'influence de ce paramètre, nous allons calculer les capacités réactives équivalentes pour des longueurs de ligne croissantes. Dans l'exemple suivant, nous avons donc repris les caractéristiques du générateur et de la charge du réseau à deux nœuds présenté dans le paragraphe précédent, et nous avons fait varier la longueur de la ligne pour des valeurs de 10, 40, 70 et 100 km, tout en conservant la réactance linéique constante.

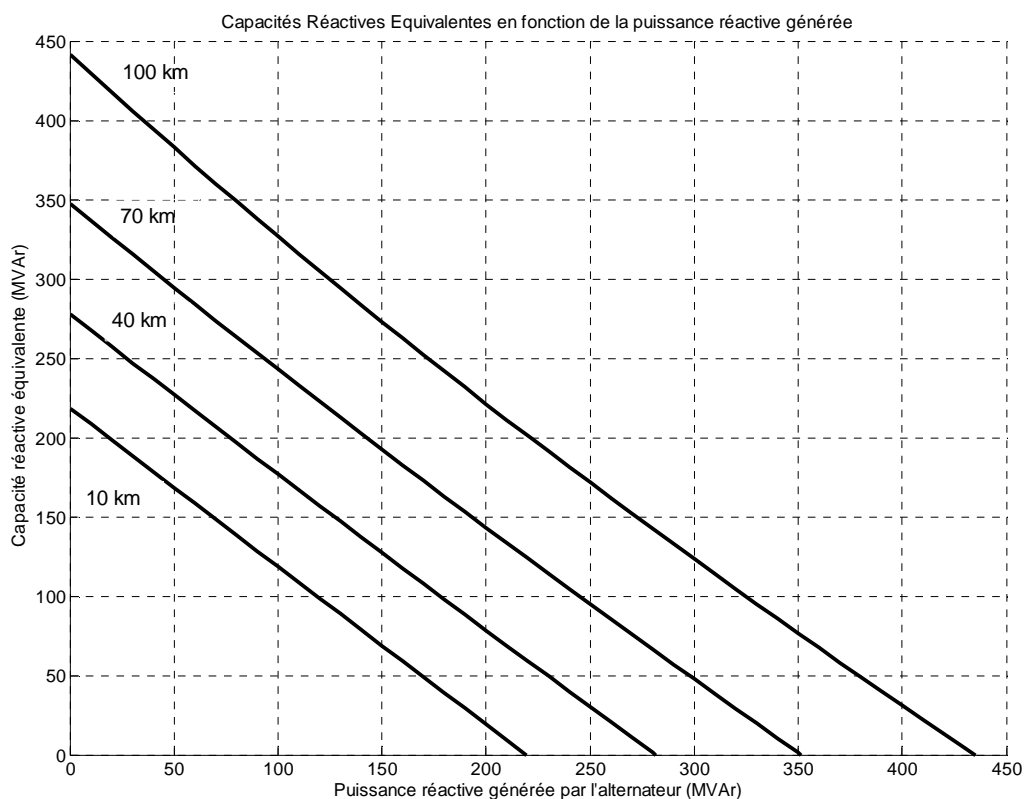
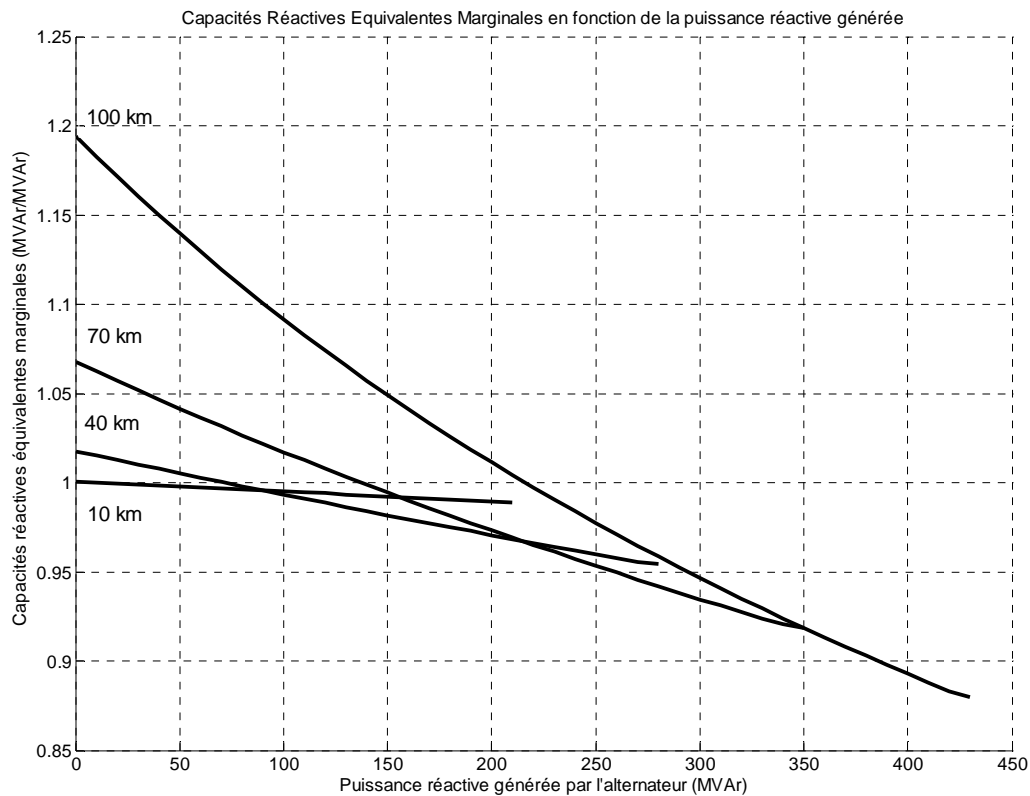


Figure 16 : Capacités Réactives Equivalentes pour différentes longueurs de ligne

A paramètres linéiques constants, une ligne plus courte, ayant une réactance plus faible, consommera moins de puissance réactive. Les capacités de production de puissance réactive nécessaires seront donc moins importantes que pour des lignes plus longues (Figure 16).

### III.3.3.2 Capacités réactives équivalentes marginales



**Figure 17 : Capacités réactives équivalentes marginales pour différentes longueurs de ligne**

Les capacités réactives équivalentes marginales permettent de valoriser chacun des MVar produits par le générateur. Si l'on suit les courbes de la Figure 17 de gauche à droite, la valeur de chaque MVar produit décroît avec le niveau de production de puissance réactive de l'alternateur, comme nous l'avons vu dans le paragraphe précédent.

Les derniers MVar générés sont ceux qui ont le moins de valeur : chacun d'entre eux peut être remplacé par une capacité réactive équivalente au nœud de charge inférieure à 1 MVar. En effet, la méthode des CRE conduit à ajouter des MVar à proximité de la charge, ce qui tend à équilibrer la compensation réactive entre les deux extrémités de la ligne. Ce rééquilibrage se traduit par une diminution des pertes réactives dans la ligne.

Pour ce qui concerne les premiers MVar produits par le générateur, leur remplacement nécessite des capacités réactives équivalentes supérieures à 1 MVar pour chaque MVar. Ce résultat s'explique par le fait que la méthode des CRE, en ajoutant des MVar au nœud de charge, déséquilibre la répartition de la puissance réactive fournie entre les deux extrémités de la ligne. Les pertes réactives de la ligne ne sont compensées que par des MVar fournis au nœud de charge, ce qui ne correspond pas à la situation optimale où la compensation des pertes se fait des deux côtés de la ligne.

La longueur de la ligne accentue l'écart entre les valeurs attribuées aux premiers MVar produits et aux derniers. Les variations de ces capacités réactives équivalentes sont d'autant plus grandes que la longueur de la ligne est grande.

Lorsque la charge et le générateur sont séparés par une ligne courte (par exemple 10 km), chaque MVar injecté par le générateur peut être remplacé par un MVar injecté au nœud de charge. Par contre, une grande longueur de la ligne induit une réactance forte qui va être à l'origine de pertes importantes. Le premier MVar injecté par le générateur sur une ligne de 100 km devra être remplacé par au moins 1,2 MVar installés au nœud de charge, tandis que le dernier MVar injecté ne nécessitera que 0,87 MVar pour être remplacé.

### **III.4 Conclusion**

La méthode des capacités réactives équivalentes présente l'avantage de valoriser les capacités de production de puissance réactive en comparant l'efficacité du service qu'elles sont capables de délivrer. Cette efficacité dépend de la capacité de production réactive et de leur localisation par rapport aux charges.

Cette évaluation se fait avec des moyens de calcul simples, mais qui ne prennent pas en compte un certain nombre de contraintes liées à l'exploitation des réseaux électriques.

Notre objectif dans la suite de cette thèse sera de prendre en compte ces contraintes d'exploitation après les avoir détaillées. Nous pourrons alors définir de nouvelles capacités réactives équivalentes.

## Chapitre IV

### **Méthodes des capacités réactives équivalentes optimisées.**

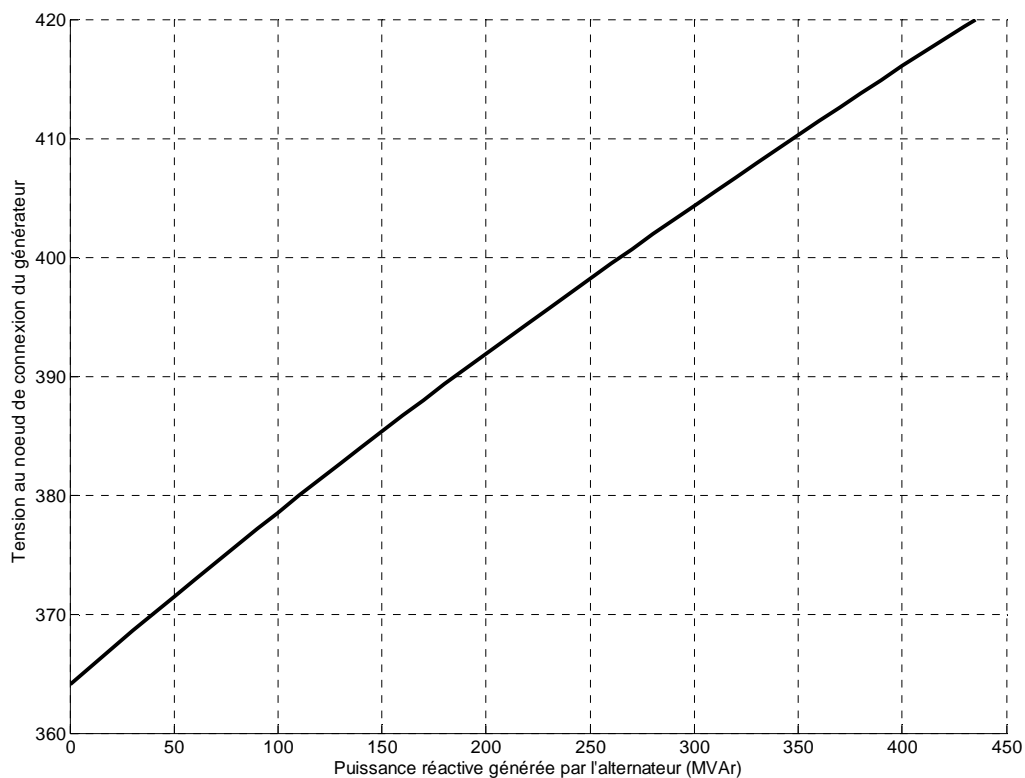
La méthode des capacités réactives équivalentes proposée par Xu, Kundur et Da Silva permet de déterminer des équivalences entre les MVAR produits par les générateurs et des moyens de compensation statiques, et par la même d'évaluer le service rendu par les capacités de production fournies par les producteurs. Nous détaillons dans la section IV.1 les limitations inhérentes à cette méthode. Puis nous proposons dans la section IV.2 notre méthode des capacités réactives équivalentes optimisées dont nous présenterons les particularités ainsi que la mise en œuvre (section IV.3 ).

#### **IV.1 Limites de la méthode ERC traditionnelle**

Nous avons soulevé trois limitations à la méthode des capacités réactives équivalentes : le non respect des contraintes de tension, l'absence d'optimisation des emplacements des moyens de compensation, et enfin l'absence de prise en compte des capacités disponibles auprès des autres générateurs.

##### **IV.1.1 Contraintes et consignes de tensions fixées côté charges**

Lors du calcul des capacités réactives équivalentes, le maintien de la tension se fait toujours au niveau des charges, laissant la tension des autres nœuds flotter. Or les tensions des nœuds où sont connectés les générateurs n'étant plus maintenues, celles-ci peuvent fluctuer et quitter les plages considérées comme acceptables pour une exploitation saine du réseau. Nous pouvons ainsi voir sur la Figure 18 la tension au nœud de connexion du générateur correspondant au cas exposé dans le chapitre précédent.



**Figure 18 : tension au nœud de connexion du générateur en fonction de la puissance réactive fournie**

Cette tension varie entre 365 kV et 420 kV, et augmente lorsque la production de puissance réactive du générateur augmente. La référence de tension du réseau n'étant plus fixée au nœud du générateur mais à celui de la charge, habituellement plus basse que celle du générateur, le plan de tension se situe à des valeurs plus basses. Or cette baisse de la tension est préjudiciable, car elle se traduit par une augmentation des pertes et une diminution de la stabilité en tension.

La tension de référence de la charge ne peut pas être imposée par l'exploitant, alors que les tensions de consignes des nœuds de raccordement des groupes peuvent en général être fixées par le GRT dans le cadre du réglage secondaire. De ce fait, définir une valeur du MVar produit à partir d'une situation où le contrôle de la tension se ferait au niveau des charges et non plus des générateurs relève du contresens.

#### IV.1.2 Choix des emplacements des condensateurs fictifs

La localisation des moyens de compensation équivalents est imposée dans cette méthode ; les capacités équivalentes sont calculées aux nœuds de connexion des charges et à eux seuls, sans chercher à optimiser leur emplacement ni à minimiser la capacité réactive à installer. Cette restriction importante peut être améliorée : sur un réseau maillé, il est possible d'optimiser l'emplacement des moyens de compensation afin de limiter la capacité totale à installer et de limiter le nombre de nœuds où les investissements peuvent être faits.

Par ailleurs, les postes électriques correspondant à certains nœuds d'un réseau sont susceptibles de ne pas pouvoir accepter l'installation de tels moyens de compensation, pour plusieurs raisons :

- manque de place disponible dans le poste,
- puissance de court-circuit disponible trop faible,
- postes n'appartenant pas au gestionnaire du réseau de transport, par exemple un poste de distribution,
- niveau de tension du poste élevé (400 kV) ne permettant pas l'installation de moyens de compensation, généralement conçus pour des niveaux de tensions de 20 à 225 kV.

Il résulte de ces raisons des contraintes au niveau de la localisation possible des moyens de compensation de puissance réactive, et par conséquent sur la tenue de tension au niveau des nœuds de charge. Ces contraintes devant être respectées, il devient nécessaire d'optimiser les emplacements des moyens de compensation.

#### IV.1.3 Investissements en moyens de compensation fictifs non optimisés

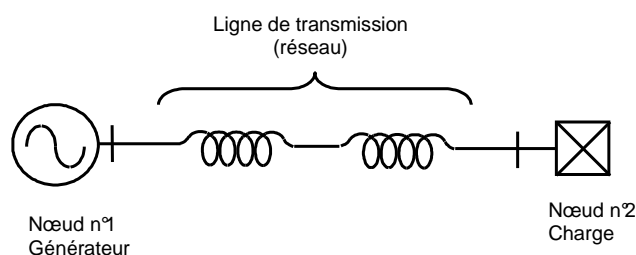
La méthode ERC traditionnelle impose la tension du nœud de charge à sa valeur initiale et annule la valeur de la production de puissance réactive du générateur, provoquant ainsi la baisse de la tension du nœud de connexion du générateur. Or, le choix de la tension initiale du nœud de charge comme consigne impose une référence de tension habituellement plus basse que celle du générateur.

Dans la méthode des Capacités Réactives Equivalentes Optimisées (CREO), nous proposons d'utiliser la plage de tension admissible pour chaque nœud. L'utilisation de cette plage de tension permet d'optimiser les capacités réactives équivalentes, et de minimiser les capacités



totales à investir. En contrepartie, la valorisation dépend des autres groupes et du plan de tension défini par l'exploitant.

En effet, en optimisant le plan de tension et les investissements en moyens de compensation, il est possible de réduire les écarts de tension, les courants transitant dans les lignes, et par là les pertes de puissance réactive. Ceci permet finalement de réduire la capacité réactive équivalente. Nous pouvons illustrer cet aspect en reprenant l'exemple du réseau à deux nœuds du chapitre précédent.



	Cas de base			Méthode des Capacités Réactives Equivalentes			Méthode des Capacités Réactives Equivalentes Optimisées		
Nœuds	U (kV)	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	U (kV)	Q (MVA <sub>r</sub> )	ΔQ (MVA <sub>r</sub> )	U (kV)	Q (MVA <sub>r</sub> )	ΔQ (MVA <sub>r</sub> )
Générateur 1	420	800	435	364	0	-435	408	0	-435
Charge 2	380	-800	-200	380	241	+441	420	192	+392

**Tableau 5 : Capacités réactives équivalentes et optimisées**

La méthode des Capacités Réactives Equivalentes consiste à annuler la production de puissance réactive du générateur, et à la remplacer par une capacité de moyens de compensation au niveau de la charge. Si l'on veut minimiser cette capacité à installer en maintenant les tensions dans une plage admissible, la situation optimale sera atteinte lorsque l'un des deux nœuds atteindra la tension haute de la plage. Ainsi l'optimisation du plan de tension et des investissements en moyens de compensation permet d'obtenir une tension de 420 KV (valeur maximale) au nœud de raccordement de la charge, en fixant celle du nœud de génération à 408 kV et en installant 392 MVA<sub>r</sub> de capacités réactives équivalentes au niveau

de la charge. Si l'on avait maintenu à 380 kV la tension du nœud de charge, il aurait fallu investir 441 MVar et la tension au nœud du générateur serait descendue à 364 kV.

#### IV.1.4 Prise en compte des capacités disponibles auprès des autres générateurs.

Les valeurs des productions de puissance réactive sont déterminées pour un point de fonctionnement donné, en remplaçant la production réactive d'un générateur par des moyens de compensation, qui représentent des investissements à effectuer pour maintenir la tension constante au nœud de charge si le générateur ne fournissait pas de puissance réactive.

Le remplacement de la production de puissance réactive du générateur par des moyens de compensation statiques installés sur les nœuds de soutirage ne prend pas en compte les capacités de production de puissance réactive qui restent disponibles sur les autres générateurs situés à proximité du générateur considéré. Or il n'est pas concevable de considérer que la capacité de production d'un générateur localisé dans une zone déficitaire en moyens de production rende le même service aux utilisateurs du système électrique que la capacité de production d'une centrale située dans une zone où les capacités sont excédentaires.

Une valorisation basée sur ce critère ne distingue pas l'abondance de capacités disponibles, et ne fournit pas un signal économique pertinent. En effet si la valeur attribuée est la même dans deux zones, sans tenir compte des différences de capacité de production existante, il n'y a pas de caractère incitatif pour investir dans une zone déficitaire plutôt que dans une zone excédentaire.

### IV.2 Notre méthode : les capacités réactives équivalentes optimisées

Notre objectif est d'optimiser les capacités réactives équivalentes ainsi que leur localisation. Pour cela, nous allons apporter un certain nombre de modifications à la méthode, notamment sur les points suivants :

- minimisation des capacités réactives équivalentes installées ;
- respect des limites de tension ;
- localisation des capacités réactives équivalentes ;
- prise en compte des possibilités de production réactive des autres générateurs.

Nous désignerons par la suite cette méthode la méthode des Capacités Réactives Equivalentes Optimisées (CREO).

#### IV.2.1 Minimisation des capacités réactives équivalentes et limites de tension

Les capacités réactives équivalentes optimisées sont calculées en minimisant la capacité totale des moyens de compensation à installer, tout en respectant les contraintes d'exploitation du réseau.

Afin de tenir compte des limites de tension admissibles, nous n'imposons pas les consignes de tension aux nœuds de raccordement de la charge. Les tensions ne sont plus imposées à leurs valeurs initiales, mais déterminées par l'optimisation, tout en respectant les valeurs minimales et maximales acceptables.

#### IV.2.2 Choix des nœuds d'emplacement des capacités réactives équivalentes

Comme il a été indiqué au paragraphe IV.1.2 , tous les nœuds de connexion des charges ne sont pas susceptibles de recevoir des moyens de compensation (niveau de tension trop élevé, absence de place...). Dans nos travaux, lorsque ces nœuds sont connus, ils ne sont pas pris en compte pour les calculs de capacités réactives équivalentes.

Inversement, d'autres nœuds peuvent être pris en compte pour la localisation de moyens de compensation. C'est le cas des nœuds de connexion simples où ne sont pas connectés de générateurs ni de charges. Dans la méthode originelle de calcul des capacités réactives équivalentes les compensations ne peuvent pas se faire à ces emplacements. Dans la nouvelle méthode, ces nœuds sont disponibles pour l'installation de moyens de compensation.

#### IV.2.3 Prise en compte des capacités des autres générateurs

Si l'étude sur un réseau à deux nœuds permet d'illustrer de manière simple la méthode, elle ne permet pas de traiter le problème de l'utilisation des capacités de production disponibles auprès des autres générateurs connectés au réseau, telle qu'elle a été évoquée au paragraphe IV.1.4 . Afin de prendre en compte les possibilités de production réactive de l'ensemble des moyens de production, nous proposons de remplacer la production d'un générateur en faisant appel à ces capacités disponibles avant d'investir dans des moyens de compensation.

En effet, il est inutile qu'un d'investir dans des moyens de compensation de puissance réactive pour remplacer la production d'un générateur si l'on est capable d'assurer le fonctionnement du réseau en faisant appel aux générateurs déjà existants.

Ces capacités disponibles seront utilisées en priorité pour la compensation car elles n'entraînent pas de coûts d'investissement supplémentaires. Dans le cas où une zone du réseau est suffisamment pourvue en moyens de compensation de puissance réactive, cette priorité dans l'utilisation doit permettre de réduire les capacités réactives équivalentes, et ainsi de limiter la valeur attribuée au générateur. Inversement, si les capacités disponibles sont faibles, il deviendra nécessaire d'investir en moyens de compensation et la valeur en capacités réactives équivalentes sera plus élevée.

En complément de l'utilisation de ces capacités disponibles, notre méthode des CREO prend en compte la possibilité d'installer des moyens de compensation aux nœuds de raccordement des générateurs. Si le générateur raccordé à ce nœud est en limite de production de puissance réactive, et que ce nœud est l'emplacement optimal pour l'installation de capacités réactives équivalentes, la méthode permet l'investissement en moyens de compensation à ce nœud.

#### IV.2.4 Comparaison entre la méthode ERC initiale et la méthode CREO

Les différences entre la méthode ERC initiale et la méthode des capacités réactives équivalentes optimisées sont récapitulées dans le tableau ci-dessous :

	<b>ERC</b> <b>Xu-Kundur-da Silva</b>	<b>CRE</b> <b>+ Optimisation</b>
<b>Consignes de tension</b>	Charges : constantes Groupes : variables Pas de contrainte prise en compte	Respect des contraintes de tensions minimales et maximales sur l'ensemble du réseau
<b>Où compenser ?</b>	Tous les nœuds de charge	Nœuds du réseau de transport dont le niveau de tension permettrait l'installation
<b>Prise en compte des capacités de production disponibles sur les autres groupes</b>	Productions réactives fixées à leurs valeurs initiales	Utilisation de la plage de réactif disponible sur l'ensemble des groupes
<b>Calcul des capacités équivalentes</b>	Load-flow PV-PQ	Minimisation des capacités équivalentes à installer

Tableau 6 : Différences entre la méthode ERC d'origine et la méthode optimisée

### IV.3 Mise en œuvre sur les réseaux maillés.

#### IV.3.1 Organigramme de la méthode des CRE optimisées

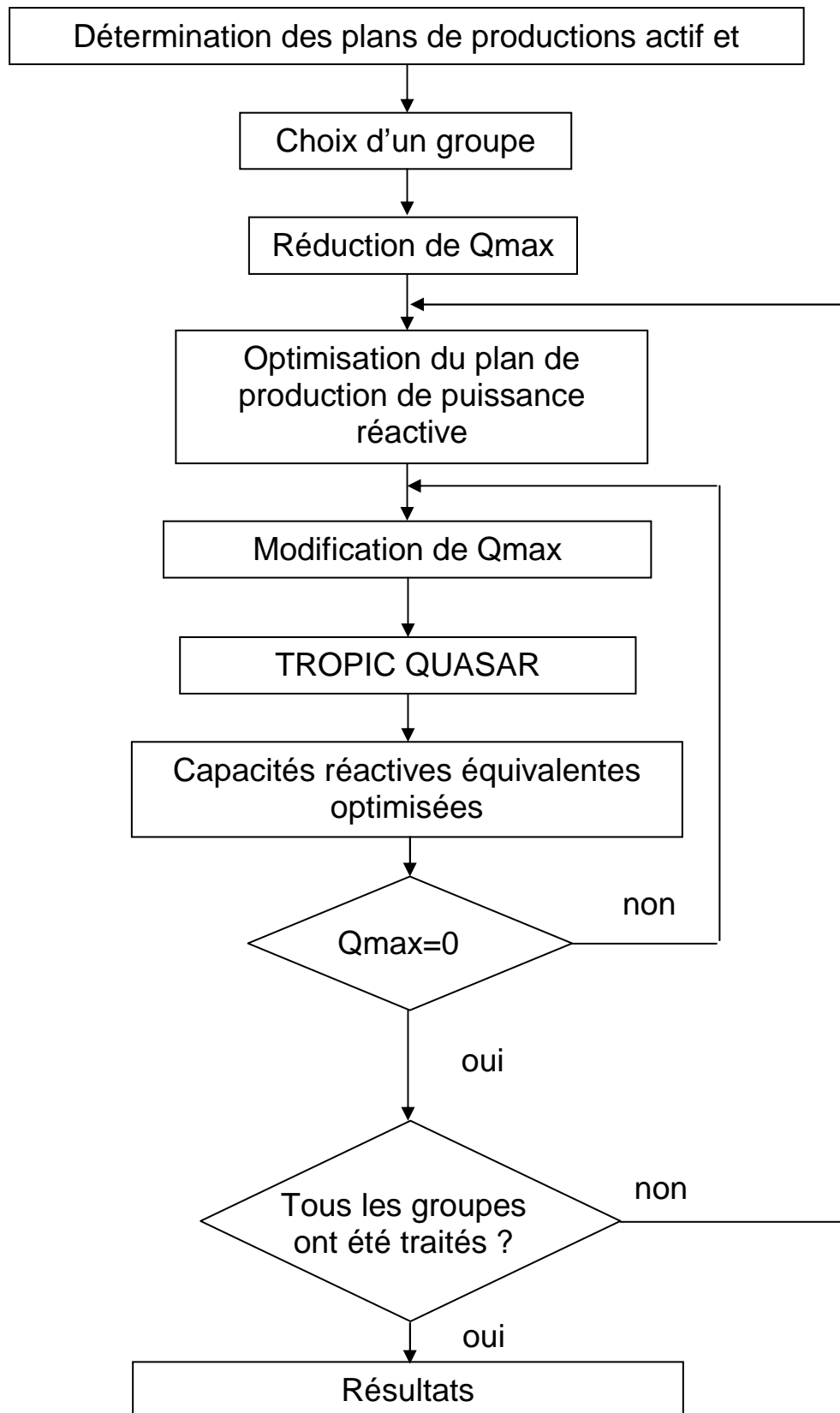


Figure 19 : organigramme de la méthode des capacités réactives équivalentes optimisées

## IV.3.2 Définition des plans de charge et de production

Les niveaux de charges active et réactive et leur topologie ont une influence sur le calcul des capacités réactives équivalentes. Afin de solliciter au maximum les plages de réactif disponibles des producteurs, nous choisissons de considérer des cas où les plans de charge en actif et réactif sont élevés, correspondant à des pointes de consommation. Néanmoins, cette étude peut aussi être faite sur des points horaires correspondant à des niveaux de consommation faibles ou intermédiaires. En effet, dans ces cas-là, moins de groupes sont en fonctionnement, et les capacités de production de puissance réactive disponibles sont moins nombreuses.

### IV.3.2.1 Définition des plans de production initiaux

#### *IV.3.2.1.1 Plan de production de puissance active*

Le plan de production de puissance active est défini au départ de l'étude, puis ce plan de production est conservé pour la suite. La principale influence qu'a le plan de production de puissance active sur la valorisation des capacités de production de puissance réactive porte sur le démarrage des centrales. En effet une centrale ne peut produire de la puissance réactive que si elle est démarrée.

De nombreuses méthodes existent pour définir le plan de production, et font l'objet d'une littérature importante. Ces méthodes ont aussi beaucoup évolué, notamment avec l'ouverture des marchés à la concurrence, qui a vu l'apparition de nouveaux programmes de marche. A l'époque des entreprises verticalement intégrées qui géraient le système électrique, le plan de production était en effet optimisé en cherchant à minimiser le coût total de production tout en satisfaisant les contraintes de fonctionnement du système électrique (transit sur les lignes, tension, démarrages des centrales, réserves...). Dorénavant, les plans de production sont généralement proposés la veille par les producteurs au GRT qui décide des ajustements nécessaires afin de satisfaire les contraintes de fonctionnement du système électrique.

#### *IV.3.2.1.2 Plan de production de puissance réactive*

Le plan de production de puissance réactive n'est pas déterminé arbitrairement. Le GRT s'assure que les tensions restent dans certaines plages en s'aidant des réglages automatiques de tension. Il fixe les tensions de consigne et connecte les moyens de compensation statiques selon un objectif prédéfini. De nombreux objectifs possibles existent pour la détermination du plan de tension, et par conséquent du plan de production de puissance réactive. Parmi celles-ci, la minimisation des pertes actives sur le réseau ou bien encore la maximisation des marges de production de puissance réactive sont fréquemment utilisées, le tout en assurant un niveau de sûreté satisfaisant.

La définition de ce plan de production est réalisée en prenant en compte les capacités de production de puissance réactive des générateurs démarrés.

#### *IV.3.2.2 Contraintes*

L'obtention des plans de production initiaux est faite en respectant les contraintes d'exploitation du réseau :

- Contraintes de transit sur les lignes.

Les intensités maximales admissibles en régime permanent (IMAP), mises en œuvre pour limiter l'échauffement dû à l'effet Joule que peut supporter la ligne sont imposées comme contraintes à l'optimisation des plans de production en puissance active et réactive. En général, pour ce type de contrainte, le transit de puissance active est prioritaire sur le transit de puissance réactive.

- Contraintes de tension.

Les tensions de l'ensemble des nœuds du réseau doivent rester dans des plages prédéfinies autour de la tension nominale.



### IV.3.3 Mise en équation de l'optimisation

#### IV.3.3.1 Fonction d'optimisation

La fonction d'optimisation utilisée pour calculer les capacités réactives équivalentes consiste à minimiser les investissements en moyens de compensation tout en maintenant les contraintes de tension, de transit et de capacités de production des générateurs. Le problème peut donc s'écrire sous la forme :

$$\text{Min}(\sum_{i=1}^N Q_{inv}, i) \quad (42)$$

où N est le nombre de nœuds du réseau et  $Q_{i,inv}$  est la puissance réactive nominale fournie par les moyens de compensation investis au nœud n°i.

#### IV.3.3.2 Equations des contraintes

Les contraintes liées à la répartition des flux de puissances sur le réseau doivent être respectées (Load Flow à partir des lois de Kirchhoff) :

$$P_i = \sum_{k=1}^N V_i V_k Y_{ik} \cos(\gamma_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (43)$$

$$Q_i = -\sum_{k=1}^N V_i V_k Y_{ik} \sin(\gamma_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (44)$$

Où  $V_i$  et  $\delta_i$  représentent respectivement la tension simple nodale et la phase du nœud indicé i,  $P_i$  et  $Q_i$  les puissances active et réactive monophasées injectées au nœud i,  $Y_{ik}$  et  $\gamma_{ik}$  l'amplitude et l'argument de l'admittance entre les nœuds i et k.

Les capacités de production de puissances active et réactive sont bornées :

$$Q_{GiMin} \leq Q_{Gi} \leq Q_{GiMax} \quad (45)$$

$$P_{GiMin} \leq P_{Gi} \leq P_{GiMax} \quad (46)$$

Les tensions doivent être maintenues dans une plage réglementaire :

$$V_{iMin} \leq V_i \leq V_{iMax} \quad (47)$$

### IV.3.4 Outils d'optimisation

Nous avons vu dans le paragraphe précédent que le calcul des CREO est effectué en optimisant l'emplacement des capacités réactives équivalentes, tout en respectant les contraintes. Les progrès récents en analyse numérique ont permis de développer des outils

capables de réaliser les calculs d'optimisation portant sur des fonctions non linéaires à nombre de variables élevé, telles que nous pouvons en rencontrer lors de l'étude de réseaux électriques maillés comportant un nombre important de nœuds (plusieurs milliers).

RTE a développé un outil d'optimisation dont l'une des possibilités est d'optimiser les investissements en moyens de compensation de puissance réactive. Cet outil, intitulé TROPIC, comporte deux modules : TROPIC OPF et TROPIC QUASAR.

#### IV.3.4.1 TROPIC OPF

TROPIC OPF optimise le plan de production active dans le respect de certaines contraintes choisies par l'utilisateur (transits en N et N-1, limites de tension en N)

La fonction objectif à minimiser est définie par la somme des coûts de production :

**Min[ coût de production + coût de délestage + coût d'ajout des condensateurs]**

L'optimiseur peut investir en moyens de compensation et peut délester une partie de la consommation pour respecter les contraintes. Les coûts de délestage et d'ajout de condensateurs sont très chers en comparaison des coûts de production. De cette manière, la priorité est donnée à la définition du plan de production, le délestage et l'investissement en moyens de compensation étant utilisés dans le cas où le plan de production ne peut pas satisfaire les contraintes.

Dans le cas de notre étude, la possibilité de délester ne sera pas prise en compte dans les optimisations (coût infini).

On cherche ainsi à minimiser en priorité le coût total de production. Si nécessaire, l'optimiseur a la possibilité d'investir en moyens de compensation de puissance réactive pour respecter les contraintes.

- Les contraintes prises en compte par ce module sont :
  - Transits N thermiques : les intensités maximales admissibles en régime permanent sont prises comme contraintes.
  - Tensions N : les limites de tensions sont utilisées comme contraintes, notamment pour la définition du plan de puissance active.
  - Transits N-1 : les plans de production définis par le module permettent de respecter les intensités maximales en régime d'incident. Néanmoins, ces contraintes sont vérifiées dans le cadre de l'approximation du courant continu, et les incidents considérés sont tirés d'une liste d'incidents établie par RTE. Les contraintes de tension en N-1 ne sont pas prises en compte.

- Les variables utilisées pour réaliser l'optimisation sont :
  - les consignes de production de puissance active des générateurs,
  - les consignes de tension/puissance réactive des générateurs,
  - les prises des régleurs en charge existant sur le réseau,
  - la connexion des gradins de bancs de condensateurs ou selfs existant sur le réseau,
  - les investissements en moyens de compensation de puissance réactive,
  - les délestages.

Ce module d'optimisation du plan de production sera utilisé pour évaluer les capacités réactives équivalentes optimisées sur les réseaux maillés. Dans un premier temps, les contraintes liées à l'exploitation en régime d'incident (N-1) ne seront pas prises en compte.

#### IV.3.4.2 TROPIC QUASAR

TROPIC QUASAR est complémentaire de TROPIC OPF : à partir d'un plan de production déterminé par TROPIC OPF, QUASAR minimise les pertes actives sur le réseau tout en respectant les contraintes de tension sur le réseau en situation d'incident N-1. TROPIC QUASAR peut donc modifier les niveaux de production de puissance réactive des groupes, mais il peut aussi investir en moyens statiques de compensation de puissance réactive.

La fonction objectif est :

$$\text{Min [coût(pertes) + coûts(ajout MVar) ]}$$

- Et les contraintes prises en compte sont :
  - transits et tensions en N,
  - tensions en situation N-1 : TROPIC QUASAR prend en compte une liste de 20 incidents choisis par l'utilisateur.
- L'optimisation peut se faire sur les variables suivantes :
  - production de puissance réactive des générateurs démarrés,
  - connexion de gradins de bancs de condensateurs existants,
  - prises des régleurs en charge,
  - investissements en moyens de compensation.

Ce module présente de l'intérêt pour la valorisation des capacités de production en réserve et utilisées en cas d'incident afin de maintenir la tension. L'association des deux outils TROPIC OPF et QUASAR développés par RTE permet de réaliser l'optimisation des capacités réactives équivalentes en prenant en compte des incidents si besoin est.

## **IV.4 Conclusion**

La méthode des capacités réactives équivalentes proposée par Xu, Kundur et da Silva présente un certain nombre de lacunes telles que la non prise en compte des capacités de production disponibles des générateurs ou encore l'absence d'optimisation de la localisation des capacités réactives équivalentes, ce qui entraîne un non respect des contraintes de tension. Nous proposons donc d'optimiser les capacités réactives équivalentes, ce qui permet de définir de manière plus pertinente la valeur des capacités de production de puissance réactive des générateurs considérés. En effet cette optimisation permettrait de définir des plans de production respectant les contraintes et utilisant les capacités réactives des générateurs considérés. Enfin, pour les réseaux maillés, les outils TROPIC OPF et TROPIC QUASAR développés par RTE permettent de calculer ces capacités réactives équivalentes optimisées.

## Chapitre V

### Application de la méthode à un réseau test IEEE 118 nœuds

La méthode des capacités réactives équivalentes a été mise en œuvre sur un réseau de test défini par l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Ce réseau de 118 nœuds est suffisamment étendu pour pouvoir observer des valeurs différentes de capacités réactives équivalentes optimisées pour les générateurs. Les CREO ont été calculées pour 3 niveaux de charge différents.

#### V.1 Présentation du réseau IEEE 118 nœuds

Dans sa version initiale, ce réseau comportait 34 générateurs, 12 bancs de condensateurs et 2 bancs de selfs ainsi que 186 lignes et transformateurs.

##### V.1.1 Modifications apportées au réseau IEEE 118

Afin de pouvoir réaliser l'étude projetée, il a été nécessaire de réaliser quelques modifications :

- Les données de l'IEEE sont fournies en unités réduites, sans référence de tension nominale. La tension de référence du réseau a été choisie à 400 kV sur tout le réseau.
- Afin de prendre en compte les transformateurs élévateurs permettant le raccordement des générateurs au réseau, ceux-ci ont été modélisés par une réactance de court circuit  $X_{cc} = 13\%$ . La puissance nominale de référence,  $S_{n_{ref}}$ , est fournie dans les données IEEE ( $S_{n_{ref}} = 100$  MVA). La tension nominale statorique des groupes est fixée à 24 kV.
- Les condensateurs et les inductances déjà présents dans le modèle initial du réseau (13 condensateurs et 2 inductances à proximité de câbles) ont été conservés.
- Un condensateur a été rajouté pour pouvoir maintenir un plan de tension compris entre 0,95 et 1,05 p.u. en tout nœud du réseau.



## V.1.2 Contraintes et plans de production

### V.1.2.1 Plans de charge

Le plan de charge initial correspondait à une consommation totale de 3668 MW auxquels il faut rajouter 574 MW d' « injections négatives ». On entend par injection négative une puissance active négative comptabilisée dans les injections de puissance active. Cette modélisation particulière correspond à celle d'un nœud où la tension peut être régulée étant donné la présence de moyens de production, mais où est présent un soutirage plus important que les éventuelles injections des producteurs. Il peut s'agir par exemple d'un poste de connexion d'un réseau de distribution sur lequel seraient connectés des moyens de production décentralisés.

L'étude a été réalisée pour plusieurs niveaux de charge du réseau. Afin de valoriser les capacités de production de puissance réactive dans une situation de forte demande, les consommations ont été augmentées par rapport à la situation initiale.

Trois plans de charge ont été pris en compte, correspondant à des pointes de consommations de 6000 MW, 8000 MW et 10000 MW. Ces plans de charge ont été obtenus en multipliant par les facteurs adéquats les valeurs des consommations fournies dans le modèle initial du réseau IEEE 118 nœuds. Pour des raisons de commodités, les consommations correspondant à des injections négatives n'ont pas été modifiées.

Les facteurs de puissance des charges ont été conservés, de manière à respecter la topologie de la consommation de puissance réactive.

### V.1.2.2 Contraintes de tension

Les limites de tension minimales et maximales ont été prises égales à 0,95 et 1,05 en unités réduites. Les plans de production de puissance réactive ont donc été optimisés en prenant en compte ces limites de tension.

### V.1.2.3 Contraintes de capacités

#### *V.1.2.3.1 Puissance active*

Les capacités de production de puissance active ne sont pas précisées dans le modèle initial, ce qui nous oblige à effectuer certaines hypothèses pour la détermination du plan de production de

puissance active. Il a été choisi de fixer la capacité de production de chaque groupe à 350 MW, sauf pour un cas, où le groupe concerné est connecté au réseau maillé par l'intermédiaire d'une ligne en antenne. Dans ce cas précis, la capacité de production a été fixée à 700 MW.

#### *V.1.2.3.2 Puissance réactive*

Les capacités de production de puissance réactive présentes sur le modèle original de réseau sont dimensionnées pour satisfaire le plan de charge d'origine du modèle de réseau et n'ont pas été modifiées. Néanmoins, le niveau de charge réactive ayant été augmenté, des zones en pénurie de capacité de production de puissance réactive peuvent apparaître.

Les capacités de production de puissance réactive disponibles dans le modèle initial du réseau IEEE 118 nœuds sont associées à des moyens de production de puissance active. Les seuls moyens de production qui ont été pris en compte sont ceux connectés sur des nœuds régulés en tension et qui ont une valeur de production de puissance active non nulle sur le modèle originel du réseau. Cela correspond à 34 nœuds du réseau.

Les capacités de production réactive des 34 groupes pris en compte sont celles fournies dans le modèle originel. Les capacités de production correspondant à des groupes connectés sur des nœuds où la puissance active générée est nulle ne sont pas prises en compte.

## **V.2 Mise en œuvre du calcul**

Après avoir présenté et détaillé le réseau à 118 nœuds sur lequel sera testée la méthode, nous allons préciser les conditions des plans de production à partir desquels seront calculées les capacités réactives équivalentes.

### **V.2.1 Plans de production initiaux**

#### **V.2.1.1 Puissance active**

Comme cela a été indiqué dans le chapitre IV, le plan de production de puissance active est déterminé par un calcul d'optimal power flow visant à minimiser le coût total de production.

L'objectif de cette étude n'étant pas de valoriser la production de puissance active, l'optimisation a été faite en prenant en compte un coût de production constant pour tous les générateurs connectés.

Les capacités de production étant suffisantes sur l'ensemble du réseau, l'optimisation a pu être effectuée sans avoir à délester de charge.



#### V.2.1.2 Puissance réactive

Le plan de production initial de puissance réactive a été optimisé avec le module TROPIC OPF, les calculs de capacités réactives équivalentes se faisant en N. Cette optimisation du plan de production de puissance réactive détermine des niveaux de production très variés selon les générateurs. Certains d'entre eux sont en absorption de puissance réactive car le réseau IEEE 118 nœuds comporte plusieurs liaisons réalisées avec des câbles souterrains, qui génèrent de la puissance réactive. Dans cette étude, nous ne chercherons pas à calculer les capacités réactives équivalentes de ces générateurs qui absorbent de la puissance réactive, car nous nous limitons à la valorisation des capacités de production.

### V.2.2 Optimisation et calcul des capacités réactives équivalentes

Le processus permettant de calculer les capacités réactives équivalentes en optimisant le plan de production a été décrit dans le chapitre IV. Les optimisations sont effectuées en utilisant le module TROPIC QUASAR, car il permet d'optimiser le plan de production de puissance réactive sans modifier le plan de production de puissance active, permettant ainsi un découplage entre les deux types de production.

Les capacités réactives équivalentes ont été calculées pour les générateurs travaillant en fourniture de puissance réactive dans le cas initial. La réduction de capacité de production de chaque générateur a été faite par pas d'un dixième de sa capacité nominale, en partant de la capacité nominale jusqu'à zéro.

#### V.2.2.1 Localisation des moyens de compensation et capacités des groupes disponibles

Les capacités disponibles des 34 groupes de production connectés sont prises en compte. Le remplacement de la production du générateur étudié se fait donc en utilisant prioritairement les moyens de production disponibles, puis en faisant appel, si nécessaire, à des investissements en moyens de compensation.

Les emplacements des moyens de compensation n'ont pas été limités. Le module d'optimisation a donc la possibilité d'investir en bancs de condensateurs sur tous les nœuds du réseau.

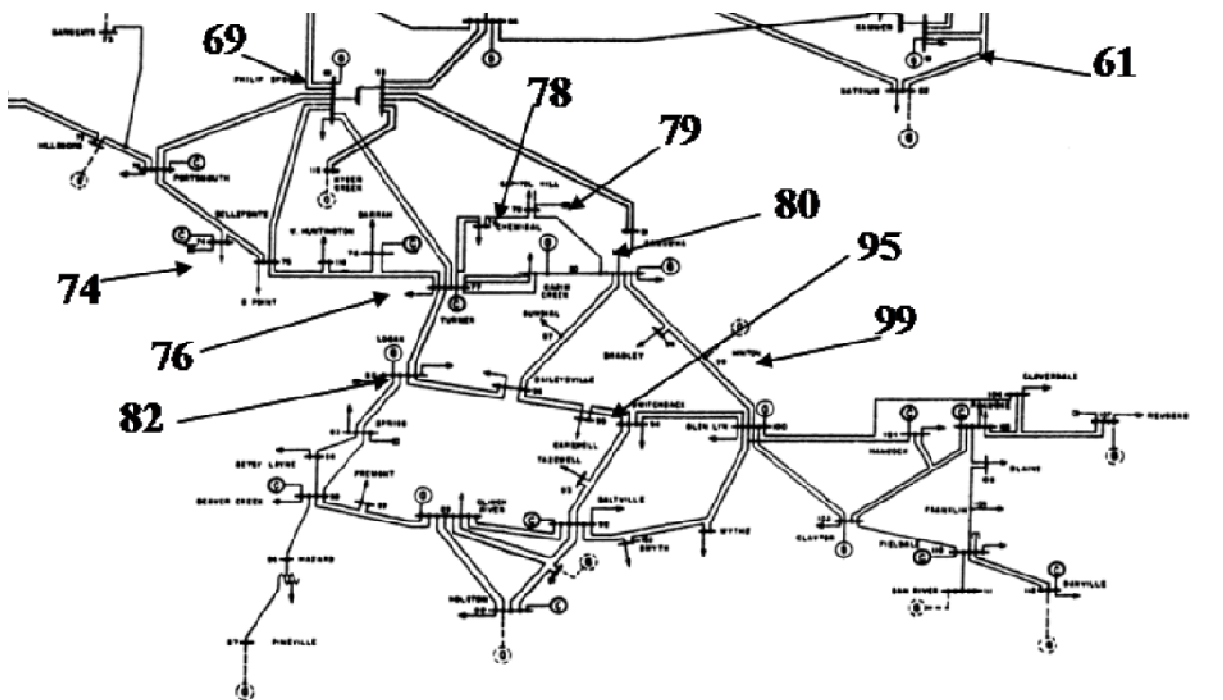
### V.3 Présentation des résultats

### V.3.1 Analyse des compensations pour trois générateurs

Nous allons donc dans un premier temps commenter les valeurs des compensations pour trois générateurs, sur le niveau de charge moyen (8000 MW).

### V.3.1.1 Générateur n°80

Intéressons nous au générateur situé au nœud n° 80 (cf. Image 2 : localisation du nœud n°80). Ce générateur dispose d'une capacité de 280 MVar qui est entièrement utilisée. La réserve de puissance réactive de ce générateur est donc nulle.



**Image 2 : localisation du nœud n°80**

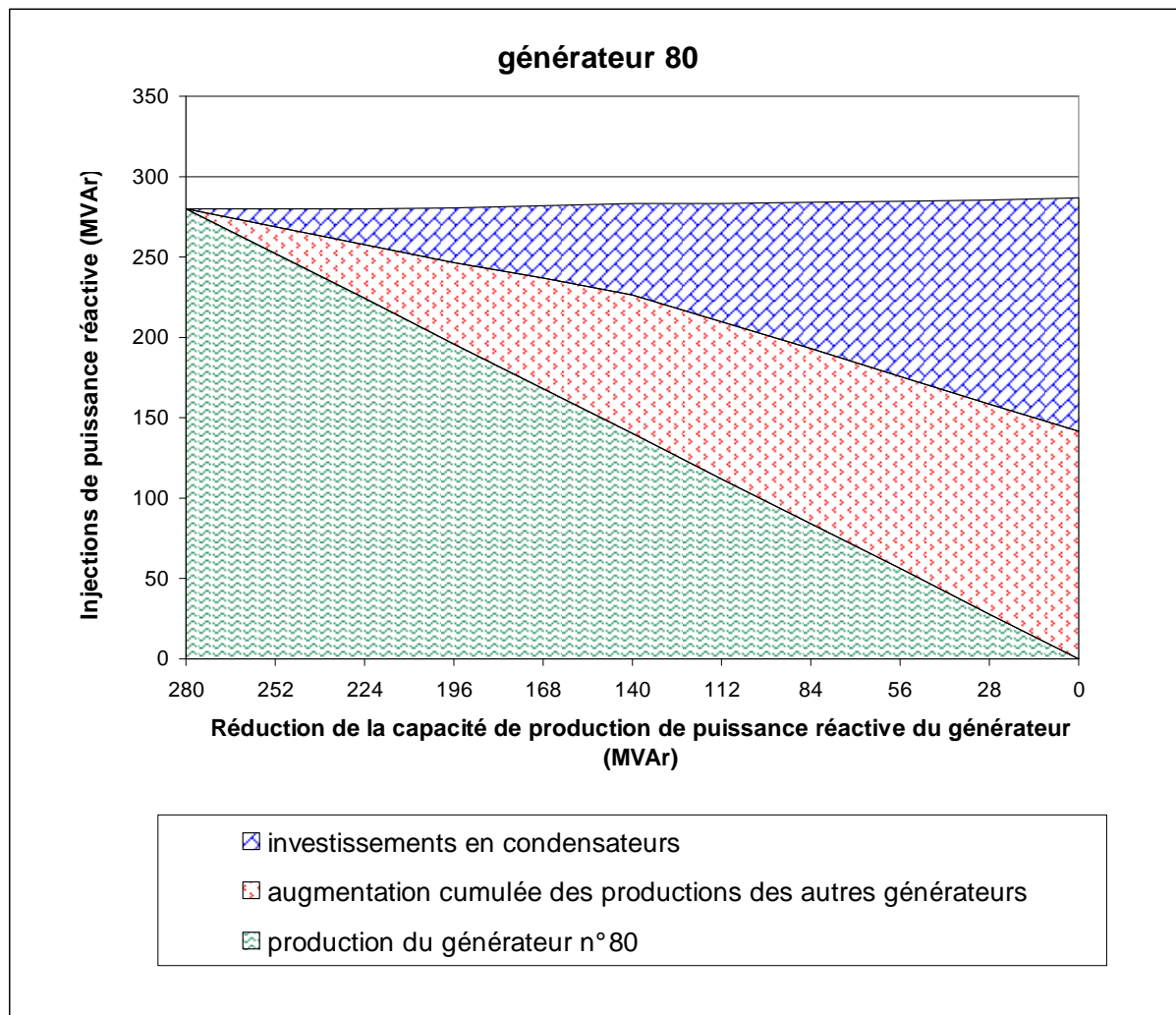
La diminution de la capacité de production de puissance réactive se fait en 10 pas de 28 MVar. Cette réduction de capacité est remplacée par une augmentation de la production des autres groupes et par des investissements en moyens de compensation. Les principaux générateurs qui sont utilisés pour remplacer la production du générateur 80 sont situés aux nœuds 99, 61 et 69, ces deux derniers étant à l'origine en absorption, car situés à proximité de liaisons souterraines

par câbles fortement capacitifs. Les investissements optimaux en moyens de compensation se font au niveau des nœuds n°74, 76, 78, 79, 82, 95.

Générateur					Condensateur					
Nœud n°80		Nœud n° 99	Nœud n°61	Nœud n°69	Nœud n° 74	Nœud n° 76	Nœud n° 78	Nœud n° 79	Nœud n° 82	Nœud n° 95
Qmax	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)
280	280	12,38	-33,03	-82,78	10,79	120,21	0	0	15,64	28,03
252	252	15,62	-32,39	-78,95	11,35	122,38	0	0	21,45	30,96
224	224	18,9	-31,37	-75,05	11,92	124,58	0	0	27,36	33,94
196	196	22,25	-30,32	-71,08	12,5	126,83	0	0	33,37	36,97
168	168	25,65	-29,25	-67,03	13,09	129,11	0	0	39,5	40,06
140	140	29,12	-28,16	-62,91	13,69	131,44	0	0	45,73	43,2
112	112	31,71	-27,36	-61,48	13,87	136,85	11,09	0	48,45	45,54
84	84	34,36	-25,86	-59,46	14,06	137,81	23,23	0,49	51,3	47,93
56	56	36,93	-24,02	-57,2	14,25	138,75	30,69	6,68	54,06	50,26
28	28	39,55	-22,13	-54,89	14,43	139,71	38,27	12,97	56,86	52,62
0	0	42,22	-20,21	-52,54	14,63	140,68	45,98	19,37	59,72	55,03

**Tableau 7 : injections de puissance réactive compensant la production du générateur 80**

La répartition entre les autres groupes du remplacement de la production du générateur n°80 peut être visualisée sur la Figure 20 :



**Figure 20 : injections de puissance réactive en remplacement de la production du générateur 80**

Ces courbes représentent la répartition des injections de puissance réactive qui remplacent la production du générateur. La capacité de production du générateur est réduite par pas de 10%. Etant donné que le générateur produit initialement à son niveau de capacité maximale, la puissance réactive qu'il injecte diminue lorsque l'on réduit sa capacité de production. Ces injections sont remplacées par une augmentation de la production de puissance réactive des autres générateurs, et par des investissements en moyens de compensation. La proportion de ces investissements en moyens de compensation augmente lorsque la capacité de production du générateur est réduite. En effet l'optimisation des capacités de production fait appel en priorité aux autres groupes de production. Néanmoins ceux-ci ont des capacités limitées, et leurs emplacements sont imposés. Il devient alors nécessaire de faire appel à des investissements en moyens de compensation.

La répartition entre les investissements en moyens de compensation et les augmentations de production des autres groupes est présentée dans le tableau ci-dessous :

Production du générateur 80 $Q_{G_{80}}$ (MVar)	Variation de production du générateur $\Delta Q_{G_{80}}$ (MVar)	Variation de production des autres générateurs $\Delta Q_{G \neq 80}$ (MVar)	$\left  \frac{\Delta Q_{G \neq 80}}{\Delta Q_{G_{80}}} \right $	Variation de production des moyens de compensation investis $\Delta Q_C$ (MVar)	$\left  \frac{\Delta Q_C}{\Delta Q_{G_{80}}} \right $
280 → 252	-28	16,62	<b>0,59</b>	10,99	<b>0,39</b>
252 → 224	-28	16,97	<b>0,61</b>	11,21	<b>0,40</b>
224 → 196	-28	17,28	<b>0,62</b>	11,4	<b>0,41</b>
196 → 168	-28	17,61	<b>0,63</b>	11,6	<b>0,41</b>
168 → 140	-28	17,94	<b>0,64</b>	11,83	<b>0,42</b>
140 → 112	-28	11,64	<b>0,42</b>	16,49	<b>0,59</b>
112 → 84	-28	11,22	<b>0,40</b>	17,23	<b>0,62</b>
84 → 56	-28	10,51	<b>0,38</b>	17,98	<b>0,64</b>
56 → 28	-28	10,69	<b>0,38</b>	18,29	<b>0,65</b>
28 → 0	-28	10,88	<b>0,39</b>	18,62	<b>0,67</b>

**Tableau 8 : Proportions entre générateurs et investissements pour le remplacement de la production du générateur n°80**

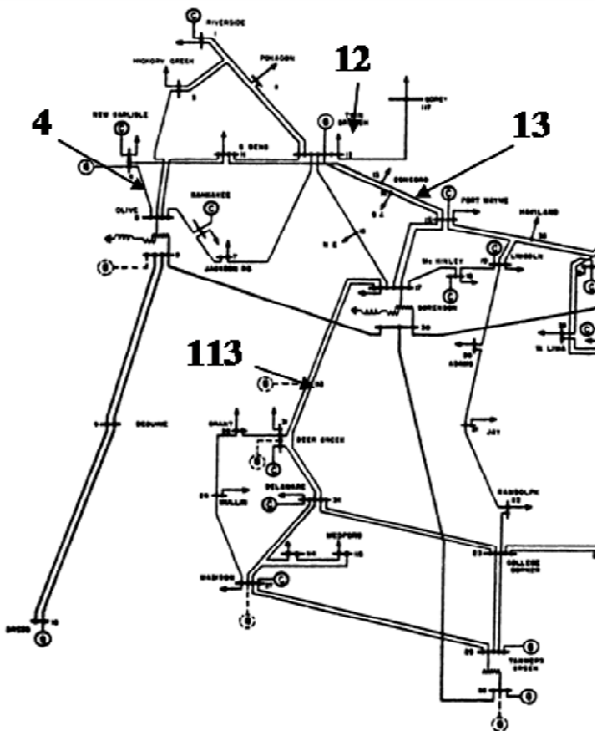
Nous avons pu calculer ainsi que le 280ème MVar fourni par le générateur est remplaçable en faisant produire les autres générateurs existant déjà sur le réseau à hauteur de 0,59 MVar supplémentaire et en investissant 0,39 MVar en moyens de compensation. A contrario, le premier MVar produit par ce générateur nécessitera 0,67 MVar d'investissements en moyens de compensation, et 0,39 MVar d'augmentation de production de la part des autres générateurs.

La méthode des capacités réactives équivalentes donne de la valeur aux MVar produits en fonction de la capacité des bancs de condensateurs à installer pour le remplacement de ces MVar. Il apparaît sur cet exemple que les premiers MVar produits ont plus de valeur que les derniers, qui sont plus facilement compensables en faisant appel aux autres générateurs encore disponibles.

#### V.3.1.2 Générateur n°12

Le générateur connecté au nœud 12 dispose d'une capacité de production de 120 MVar. La réduction de cette capacité de production est compensée par une augmentation de la production de puissance réactive du générateur connecté au nœud n°4 et par une augmentation des

n°12 (Image 3).



**Image 3 : localisation du nœud n°12**

Générateurs			Bancs de condensateurs		
Qmax générateur n°12 (MVar)	Q générateur n°12 (MVar)	Q générateur n°4 (MVar)	Capacité nœud n°12 (MVar)	Capacité nœud n°13 (MVar)	Capacité nœud n°117 (MVar)
120	120	149,27	0	13,98	2,64
120 → 108	108	152,82	0	16,18	4,41
108 → 96	96	156,39	0	18,4	6,21
96 → 84	84	160	0	20,64	8,01
84 → 72	72	163,64	0	22,9	9,83
72 → 60	60	163,73	12,95	22,96	9,88
60 → 48	48	163,73	26,24	22,96	9,88
48 → 36	36	163,73	39,54	22,96	9,88
36 → 24	24	163,73	52,84	22,96	9,88
24 → 12	12	163,73	66,13	22,96	9,88
12 → 0	0	163,73	79,43	22,96	9,88

**Tableau 9 : injections de puissance réactive en remplacement de la production du générateur n°12**

Ces valeurs sont visualisées sur la Figure 21, représentant la répartition de puissance réactive entre les différentes sources : le générateur étudié, les variations de production des autres générateurs puis les investissements en bancs de condensateurs.

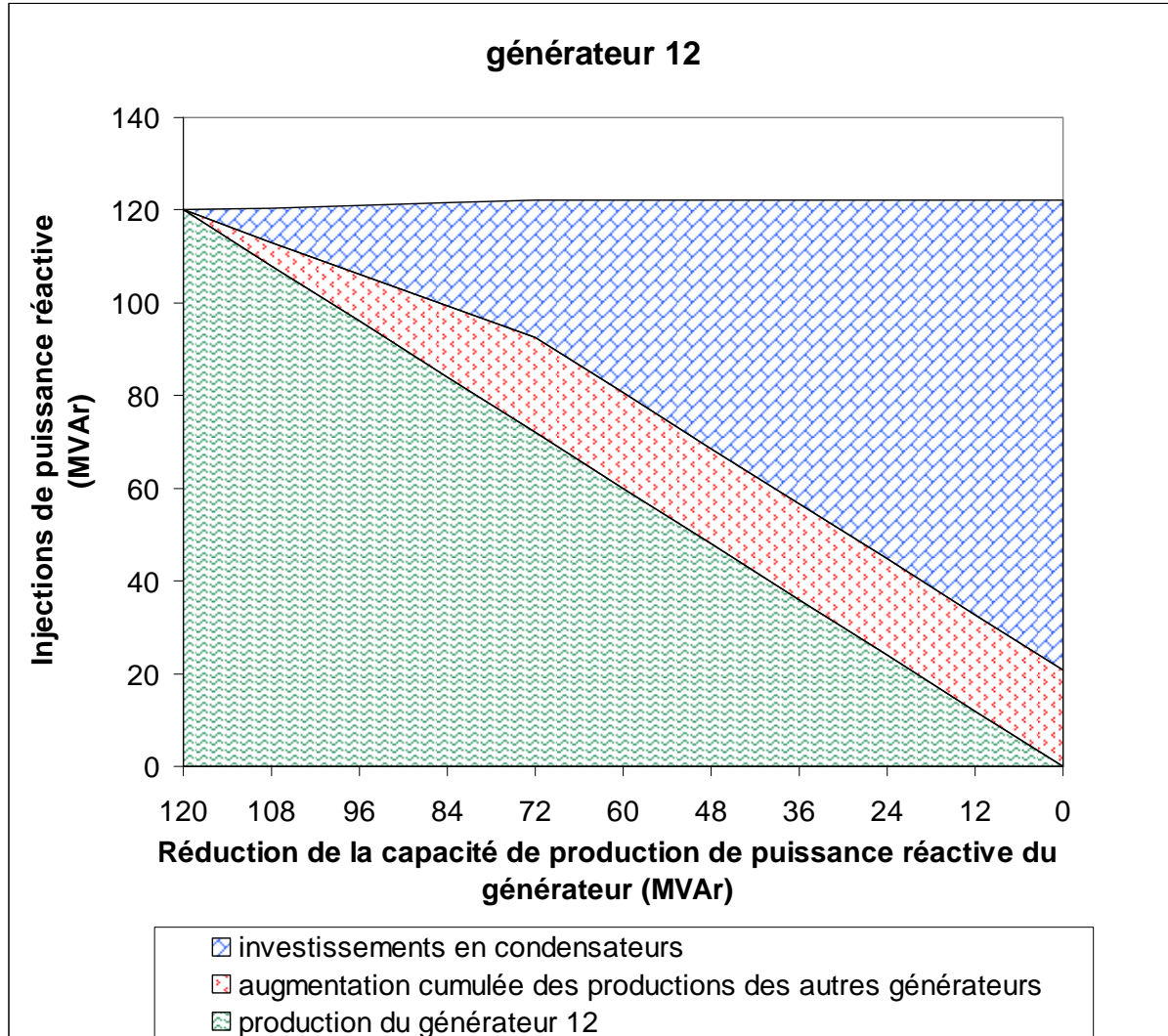


Figure 21 : injections de puissance réactive en remplacement de la production du générateur n°12

La production du générateur étudiée peut être valorisée en trois parties, correspondant à différentes natures des compensations :

- La réserve

Cette partie correspond à la capacité de production de puissance réactive du générateur qui n'est pas utilisée à l'instant initial. Cette capacité peut être valorisée en considérant de nouvelles conditions de disponibilité des centrales de production ou une topologie différente du réseau, qui ferait appel à cette capacité en régime permanent. Si cette capacité n'est pas utilisée

pour fournir de la puissance réactive en régime permanent, elle n'en est pas moins nécessaire pour maintenir la tension en cas d'incident sur le réseau. Une valorisation de cette capacité de réserve nécessiterait de prendre en compte les niveaux de production de puissance réactive atteints par les générateurs lors des situations d'incidents contraignantes vis-à-vis de la tenue de tension sur le réseau.

- La part remplaçable

A partir du niveau de production requis de 120 MVar, la diminution de la capacité de production du générateur peut être compensée en faisant appel à d'autres générateurs et à des investissements en moyens de compensation. C'est le rapport entre la contribution fournie par les moyens de compensation et celle fournie par les autres producteurs qui permettra de valoriser cette partie de la production du générateur étudié.

La proportion entre bancs de condensateurs et générateurs sur cette zone est sensiblement constante. La capacité de bancs de condensateurs nécessaires pour remplacer cette production de puissance réactive du générateur est de 0,62 MVar par MVar du générateur.

Production du générateur 12 $Q_{G_{12}}$ (MVar)	Variation de production du générateur $\Delta Q_{G_{12}}$ (MVar)	Variation de production des autres générateurs $\Delta Q_{G_4}$ (MVar)	$\frac{\Delta Q_{G_4}}{\Delta Q_{G_{12}}}$	Variation de production des moyens de compensation investis $\Delta Q_C$ (MVar)	$\frac{\Delta Q_C}{\Delta Q_{G_{12}}}$
120	-12	-	-	-	-
120 → 108	-12	7,33	0,61	5,02	0,42
108 → 96	-12	7,39	0,62	5,13	0,43
96 → 84	-12	7,46	0,62	5,16	0,43
84 → 72	-12	7,52	0,63	5,21	0,43

**Tableau 10 : Proportions entre générateurs et investissements pour le remplacement de la production du générateur n° 12**

- La part de production indispensable

Ces 72 MVar représentent la capacité minimale de production de l'alternateur qui ne peut pas être remplacée de manière optimale. Le remplacement de cette production réactive par des capacités équivalentes en d'autres nœuds se traduirait par un investissement en moyens de compensation d'une capacité supérieure à ces 72 MVar.



En deçà de 72 MVar, la réduction de production de puissance réactive du générateur est compensée uniquement par des investissements au niveau du nœud statorique du groupe concerné. En effet la tension au niveau de ce nœud est devenue faible en raison de deux facteurs :

- Le faible niveau de production de puissance réactive par le générateur ne permet pas de maintenir la tension au niveau du stator.
- Le transit de puissance active entre le générateur et le réseau par l'intermédiaire d'un transformateur élévateur inductif, qui génère une chute de tension que l'on peut approcher par la relation vue dans le premier chapitre :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{\frac{1}{2}RP_J + \frac{1}{2}XQ_L + RP + XQ}{V^2} \quad (14).$$

Le maintien de la tension du stator au dessus de son niveau minimal conduit l'optimiseur à installer des moyens de compensation au nœud statorique en remplacement de la génération de l'alternateur synchrone.

Cette installation de bancs de condensateurs au niveau du stator du générateur n'est pas réaliste pour l'exploitation d'un réseau réel. Les moyens de compensation dont les capacités sont calculées ici correspondent à des équivalents fictifs de la production réelle de puissance réactive. Le remplacement des MVar par des capacités réactives équivalentes au même nœud est ici nécessaire pour alimenter la consommation de puissance réactive du transformateur. Il est possible d'interdire à l'optimiseur d'investir sur ces nœuds du stator. Dans ce cas les investissements se feraient sur le secondaire du transformateur, c'est-à-dire au point de raccordement du groupe au réseau, et avec une valeur de MVar investis supérieure à celle obtenue au stator de la machine.

## V.4 Capacités réactives équivalentes et niveau de charge

Le calcul des capacités équivalentes pour les générateurs du réseau IEEE 118 nœuds permet de différencier ces générateurs en fonction du service que leur production de puissance réactive apporte au système électrique. De plus la valeur accordée par les capacités réactives équivalentes évolue avec le niveau de production du générateur : les premiers MVar générés apportent plus de valeur que les derniers.

Ces capacités réactives équivalentes ont aussi été calculées pour les mêmes générateurs, mais à des niveaux différents de charges actives et réactives du réseau, comme cela a été présenté au paragraphe V.1.2.1. Les niveaux de charge choisis sont de 6000 MW, 8000 MW et 10000 MW, à facteur de puissance constant. Il faut rappeler que seules les charges modélisées comme telles sont modifiées. Il existe dans les données du réseau IEEE des productions actives négatives, que nous considérons comme des charges fixes. La puissance totale concernée est de 574 MW. Les puissances de ces charges restent inchangées.

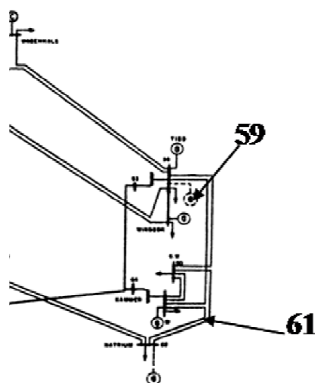
#### V.4.1 Niveau de charge intermédiaire : 8000 MW et 3136 MVar

Pour ce niveau de charge intermédiaire, qui a été utilisé initialement, les réserves de puissances active et réactive sont précisées dans le Tableau 11.

	Charge totale (dont variable)	Production des générateurs	Réserves	Pertes
Puissance active (MW)	8574 (8000)	8811	3462	237
Puissance réactive (MVar)	3136	2787 (hors production des condensateurs)	7446	180

**Tableau 11 : état des réserves pour le niveau de charge intermédiaire**

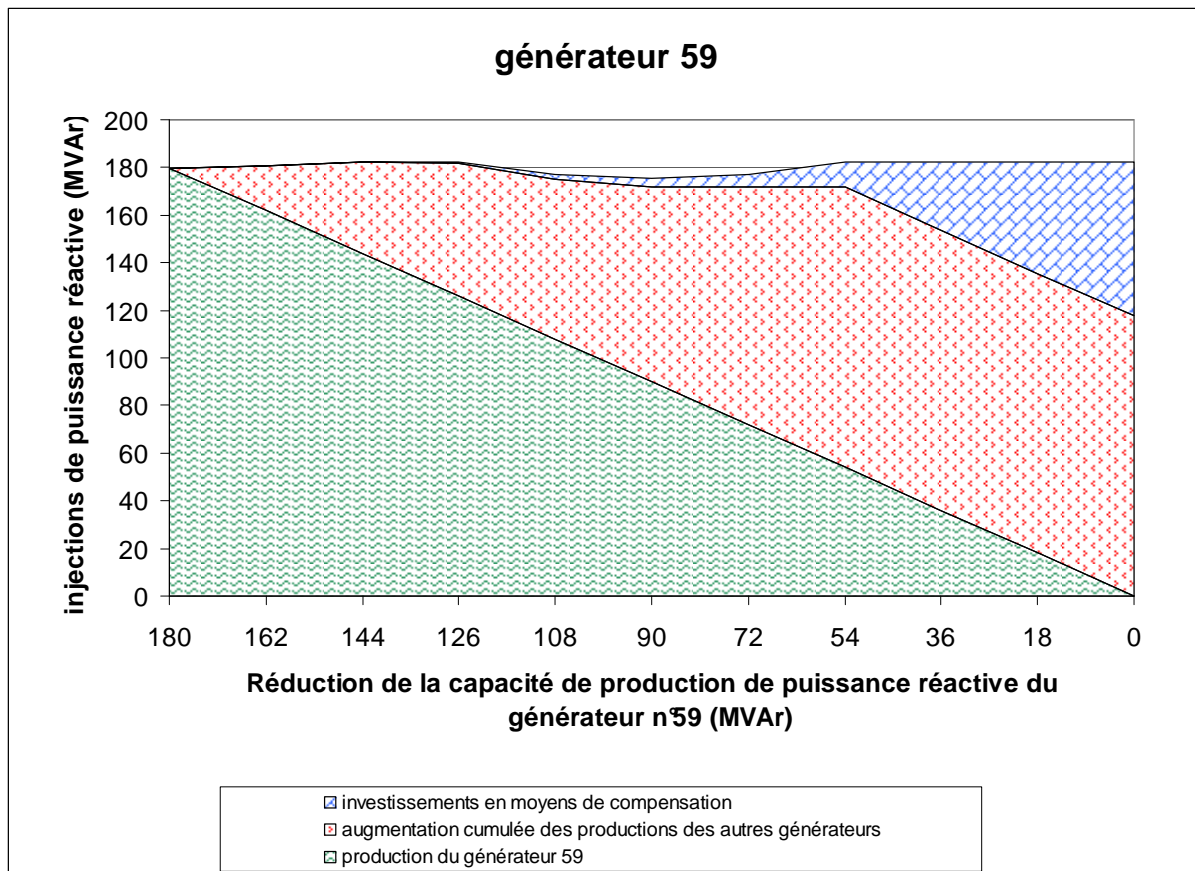
Nous nous sommes intéressés au générateur situé au nœud n°59 (Image 4).



**Image 4 : localisation du générateur n°59**

Celui-ci fonctionne en butée de production de puissance réactive. La réserve de puissance réactive de ce générateur est donc nulle. La Figure 22 permet de visualiser la répartition entre

les différentes sources de puissance réactive qui permettent de se substituer à la production du générateur.



**Figure 22 : injections de puissance réactive en remplacement de la production du générateur n°59 pour un niveau de charge du réseau de 8000 MW**

On observe à nouveau qu'une partie de la production correspondant à l'acheminement de la puissance active à travers le transformateur (54 MVar) est produite et remplacée de manière optimale au niveau du générateur.

On remarque aussi que les MVar compris entre 126 et 180 MVar peuvent être remplacés en faisant uniquement appel aux capacités de production disponibles auprès des autres générateurs présents sur le réseau. Néanmoins, ce remplacement se traduit par une augmentation de la puissance réactive totale injectée sur le réseau. En conséquence les pertes actives et réactives totales augmentent, tandis que les réserves de capacité de production disponibles auprès des autres groupes sont réduites.

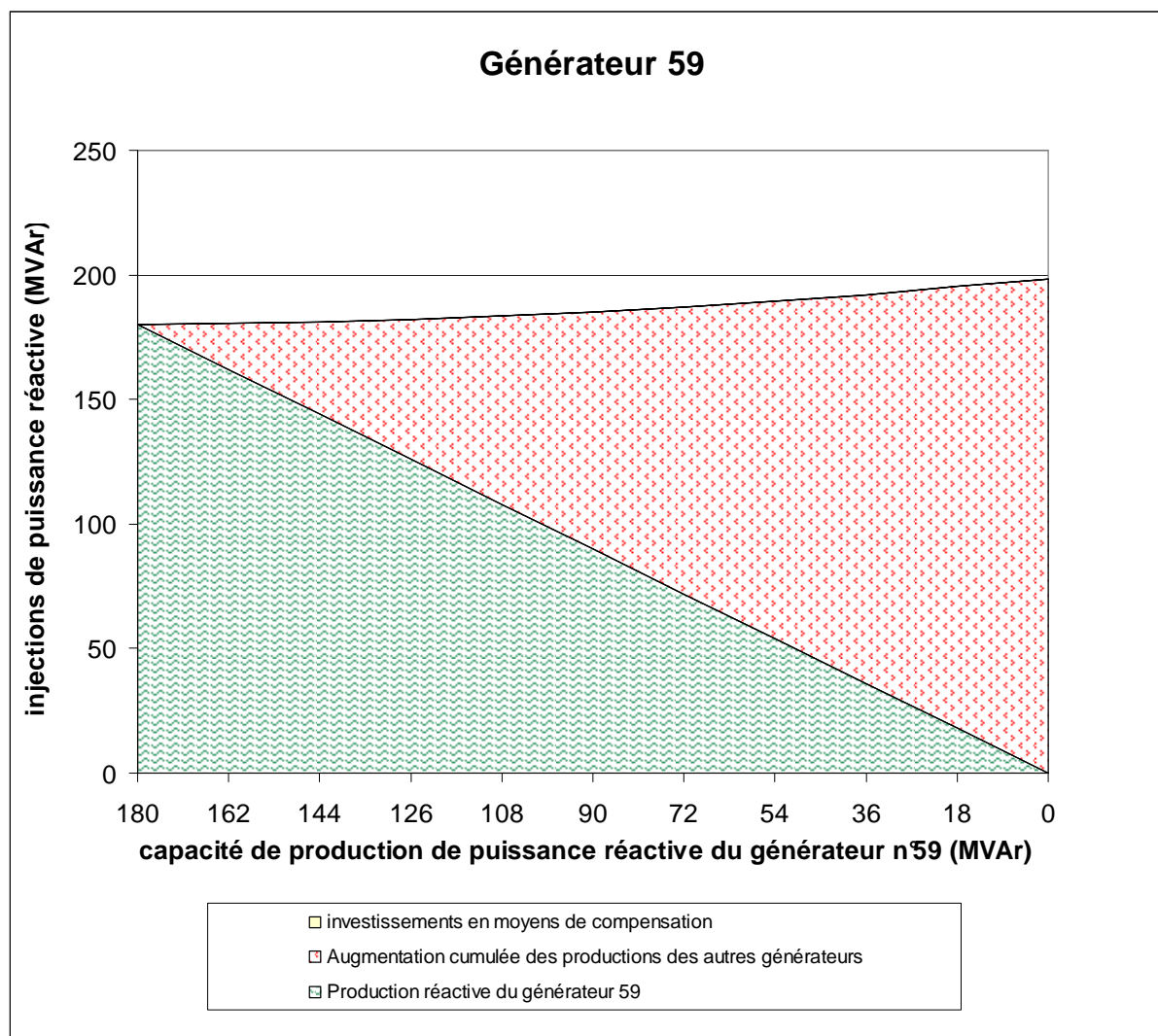
#### V.4.2 Niveau de charge réduit : 6000 MW et 2350 MVar

Pour ce niveau de charge réduit, les capacités de production disponibles sont importantes par rapport aux consommations de puissances active et réactive, comme le montrent les valeurs des capacités en réserve (Tableau 12).

	Charge totale (dont part variable)	Production des générateurs	Réserves	Pertes
Puissance active (MW)	6574 (6000)	6689	4188	115
Puissance réactive (MVar)	2350	1532 (hors production des condensateurs)	7861	-616

**Tableau 12 : état des réserves pour le niveau de charge faible**

La réduction de la production de puissance réactive fournie par le générateur n°59 peut alors être facilement compensée en faisant appel aux autres générateurs (Figure 23).



**Figure 23 : injections de puissance réactive en remplacement de la production du générateur n°59 pour un niveau de charge du réseau de 6000 MW**

Le remplacement de la production réactive du générateur n°59 ne nécessite pas d'investissements en moyens de compensations, invisibles sur la Figure 23. Les générateurs situés aux nœuds n° 54, 61 et 65 disposent des capacités suffisantes pour maintenir la tension dans les limites.

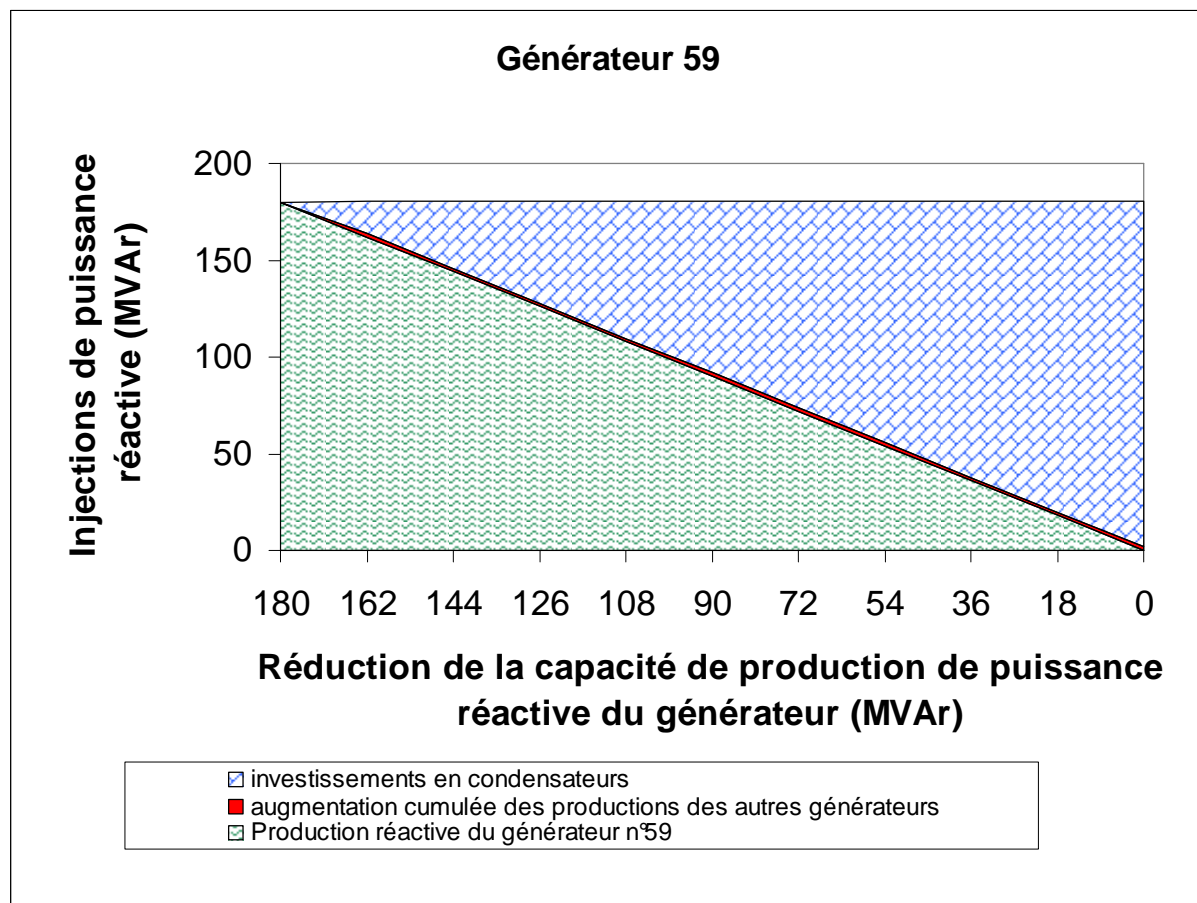
#### V.4.3 Niveau de charge élevé : 10000 MW et 3920 MVar

Pour satisfaire ce niveau de charge élevé, le plan de production fait appel en priorité aux capacités de production réactive des générateurs. Ainsi, dans ce cas de base les réserves sont faibles (Tableau 13).

	Charge totale (dont variable)	Production des générateurs	Réserves	Pertes
Puissance active (MW)	10574 (10000)	6689	1134	565
Puissance réactive (MVar)	3920	4299 (hors production des condensateurs)	5935	2099

**Tableau 13 : état des réserves pour le niveau de charge élevé**

Dans cet exemple, les contraintes de tension sont telles qu'il est nécessaire de remplacer la production de puissance réactive du générateur par des investissements en moyens de compensation au niveau du nœud correspondant au stator du générateur (Figure 24). Il n'est pas possible de remplacer la production de ce générateur en faisant appel aux autres générateurs.



**Figure 24 : injections de puissance réactive en remplacement de la production du générateur n°59 pour un niveau de charge du réseau de 10000 MW**

Il apparaît sur ces trois exemples que le niveau de charge a une importance prépondérante pour la valorisation de la puissance réactive. L'augmentation du niveau de charge se traduit par une diminution des réserves de production des générateurs. L'optimiseur doit alors faire appel de manière plus importante à des investissements en moyens de compensation. Les capacités réactives équivalentes s'accroissent alors. L'équivalence de 1 MVar investi pour remplacer 1 MVar produit est atteinte lorsque les tensions des nœuds des stators buttent sur leur limite basse.

## **V.5 Conclusion**

L'objet de cette partie était d'optimiser les capacités réactives équivalentes sur un exemple de réseau maillé de taille significative (118 nœuds). L'optimisation a été mise en œuvre de manière à respecter les contraintes de tension prédéfinies.

L'application de la méthode d'optimisation aux capacités réactives équivalentes permet de mettre en évidence plusieurs facteurs influant sur la valorisation.

D'une part la valeur attribuée aux capacités de production de puissance réactive dépend de l'emplacement du générateur et de son environnement. De cette manière un générateur présent dans une zone où la consommation réactive est importante et où les capacités disponibles sont faibles est mieux valorisé. La signification de cette valeur est alors pertinente.

D'autre part, cette méthode permet de différencier la valeur de chaque MVar de la plage de production de puissance réactive. La valeur unitaire des MVar générés décroît ainsi avec le niveau de production : les premiers MVar produits rendent plus de service que les derniers.

Enfin les capacités réactives équivalentes optimisées attribuent logiquement une valeur plus importante aux capacités de puissance réactive lorsque le niveau de charge est élevé.

## Chapitre VI

### **Application au réseau du Système Electrique Ouest**

L'objectif de l'étude est de définir des signaux permettant de valoriser les capacités de production de puissance réactive des groupes. Ces signaux doivent notamment permettre de valoriser les groupes selon leur localisation sur le réseau, et leur capacité de production. Le chapitre précédent a été consacré à la mise en œuvre de la méthode des capacités réactives équivalentes sur un réseau de test IEEE 118 nœuds. Dans ce chapitre nous présentons l'étude des capacités réactives équivalentes des générateurs situés dans une partie du réseau français, le Système Electrique Ouest (SEO).

#### **VI.1 Présentation du Système Electrique Ouest**

Le Système Electrique Ouest recouvre les régions géographiques de la Bretagne, de la vallée de la Loire, et du Poitou-Charentes. C'est une des sept parties du système électrique français, et il est géré par un centre de dispatching situé à Nantes.

##### **VI.1.1 Répartition des capacités de production :**

Sur le SEO, nous pouvons distinguer deux zones aux caractéristiques différentes :

La première concerne l'Est de la zone et recouvre les régions Poitou-Charente et Pays de la Loire. De nombreuses capacités de production y sont localisées. Ces régions sont en effet parcourues par des cours d'eau (Loire, Vienne) dont les débits ont permis l'installation sur leurs rives de centrales nucléaires. On compte ainsi 14 groupes, répartis en cinq centrales.

La seconde zone recouvre la région Bretagne. Elle ne comporte pas de centrale nucléaire de production. Les centrales existantes sont des centrales thermiques (Cordemais), des turbines à combustion (Brennilis et Dirinon, à l'extrémité ouest de la Bretagne), ainsi que la centrale hydroélectrique de la Rance. Cette dernière ne sera pas prise en compte dans la suite des travaux, car elle ne participe pas au réglage de tension.

Enfin, il faut signaler les deux compensateurs synchrones situés à Cheviré, à proximité de Cordemais (Nantes), d'une capacité réactive de 250 MVar chacun.



Dans le Tableau 14 figurent les capacités de production des groupes que nous avons retenues, en actif et en réactif :

Centrale	Nombre de groupes	Puissance active des groupes (MW)	Puissance réactive par groupe (MVar)	Total puissance réactive (MVar)
Belleville	2	1300	760	1520
Dampierre	4	950	690	2760
Saint Laurent des Eaux	2	950	610	1220
Civaux	2	1450	740	1480
Chinon 1 & 2	2	950	620	1240
Chinon 3 & 4	2	950	680	680
Cheviré	2	Compensateurs synchrones	250	500
Cordemais	3	700/610/610	440/340/340	1120
Dirinon	2	80	65	130
Brennilis	3	130 + 2*80	65/65/80	210

**Tableau 14 : capacités de production des centrales du Système Electrique Ouest**

L'Image 5 montre la répartition de ces centrales sur le réseau.

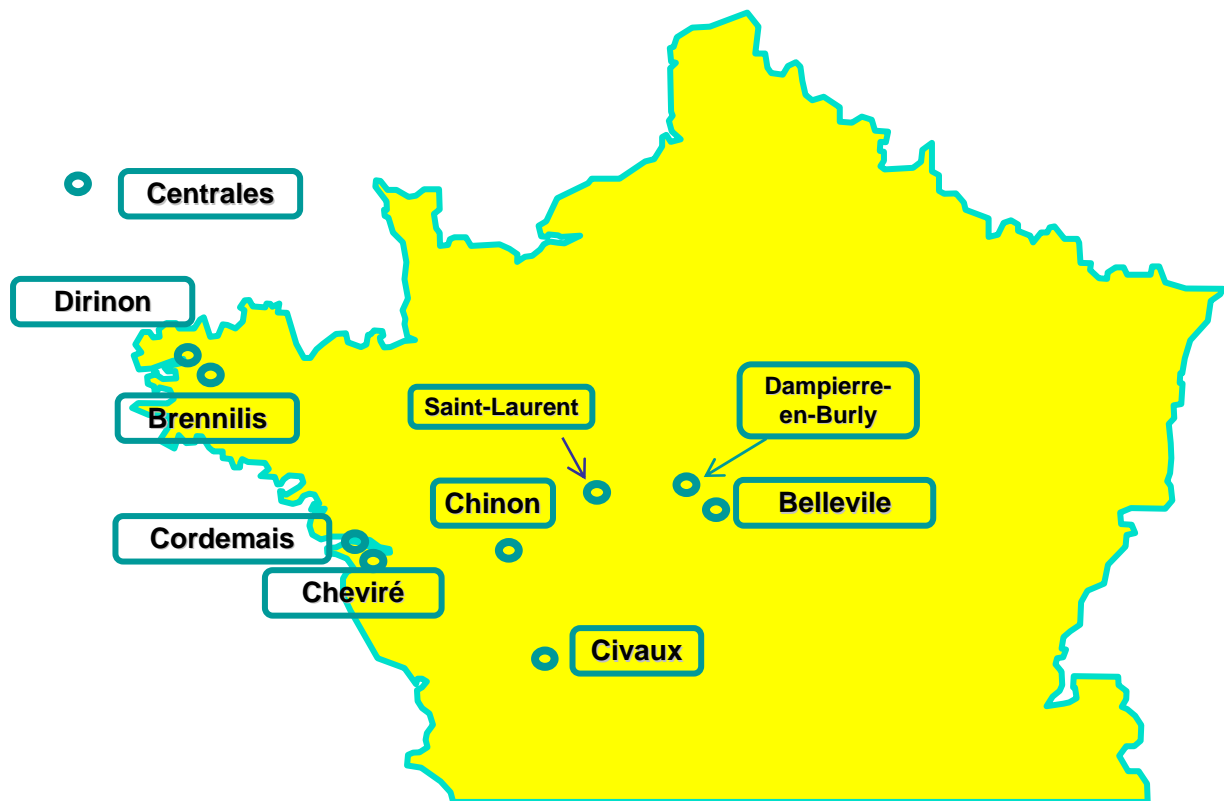


Image 5 : localisation des centrales sur le SE Ouest

### VI.1.2 Structure du SE Ouest

La structure du SEO présente un grand intérêt au niveau de la compensation de la puissance réactive : en effet la région Bretagne est alimentée par l'intermédiaire de trois lignes à 400 kV (une simple et une double), qui ne sont bouclées que par une ligne à 225 kV (Image 6). De plus, la région Bretagne importe une grande partie de la puissance qu'elle consomme. En conséquence, cette région a la particularité de présenter à la fois des contraintes de transit et de tension. Celles-ci dépendent du niveau de charge, voire de l'heure de la journée, la répartition des consommations, notamment réactives, pouvant varier de manière conséquente entre la pointe du matin, celle de 14h et la pointe du soir.



**Image 6 : carte des principales lignes 400 kV et 225 kV du SE Ouest**

### VI.1.3 Répartition et structure de la charge

Dans le modèle de réseau utilisé, la charge de la zone électrique ouest est détaillée comme suit. Les charges, principalement placées sur des nœuds 20 kV, sont connectées au réseau de transport par l'intermédiaire de transformateurs munis de régleurs en charge.

Le niveau de charge initial correspond à une situation de réseau chargé. La consommation totale sur le système électrique ouest s'élève à 13570 MW, et se décompose de la façon suivante :

Consommation charges 20 kV (hors consommation nœuds PV)	12536 MW	3590 MVar
Consommation nœuds PV 20 kV	47MW	0 MVar
Consommation charges > 20 kV	1217 MW	516 MVar
Production connectée sur nœuds de charge	-230 MW	-65 MVar
Total consommation	13570 MW	4041 MVar

**Tableau 15 : Répartition des consommations par niveaux de tension**

La part principale de la consommation correspond aux charges raccordées en 20 kV. Ce sont ces charges qui seront modifiées par la suite. Les autres charges correspondent :

- aux consommations présentes sur les nœuds où sont connectés les générateurs (alimentation des auxiliaires des groupes),
- aux consommateurs connectés sur des niveaux de tension supérieurs ou égaux à 63 kV (charges industrielles considérées comme fixes).

- Aux installations de production décentralisée connectées sur les nœuds de charge. Celles-ci correspondent à des productions de faible puissance connectées sur les réseaux de distribution et sont modélisées par des soutirages négatifs,
- Toutes ces charges sont considérées comme constantes, car elles n'évoluent que très peu dans le temps.

## **VI.2 Réalisation des calculs**

### **VI.2.1 Hypothèses prises en compte pour la définition du plan de production initial**

#### **VI.2.1.1 Suppression du RST**

Le Réglage Secondaire de Tension n'a pas été modélisé dans cette étude, sa prise en compte dans l'outil d'optimisation ne pouvant être considérée comme suffisamment satisfaisante : des améliorations sont toujours en cours de réalisation par RTE.

#### **VI.2.1.2 Gestion des moyens de compensation existants**

Pour appliquer la méthode des capacités réactives équivalentes optimisées, il est préférable de partir d'un réseau comportant le minimum de moyens de compensation statiques connectés. La première optimisation avec TROPIC OPF, qui vise à déterminer les plans de productions active et réactive initiaux, va donc faire appel en priorité aux groupes de production (coût nul pour l'optimiseur). Lorsque les générateurs ne sont plus suffisants pour fournir la puissance réactive, TROPIC OPF investit en moyens de compensation statiques.

L'état initial, à partir duquel seront calculées les capacités équivalentes réactives, est alors défini.

#### **VI.2.1.3 Interdiction du délestage**

Pour l'ensemble des optimisations réalisées afin de déterminer les capacités réactives équivalentes optimisées, le délestage des charges connectées sur le SE Ouest a été interdit afin de ne tenir compte que des investissements en moyens de compensations pour l'optimisation. Cette interdiction du délestage a été réalisée en affectant un coût de délestage très élevé dans le calcul de la fonction objectif.

## VI.2.2 Variation des paramètres

L'étude porte sur les capacités réactives équivalentes des groupes. Ces valeurs dépendent entre autres du niveau de charge du réseau et du niveau initial de production réactive du groupe considéré. Ces deux paramètres sont pris en compte dans la suite de l'étude : celle-ci porte sur 3 niveaux de charge différents, et sur plusieurs niveaux de production de chacun des groupes.

### VI.2.2.1 Variation du plan de charge

La composition de la consommation a été détaillée précédemment : parmi l'ensemble de la consommation, la part due aux charges connectées sur le niveau de tension 20 kV est la seule susceptible de présenter des variations importantes. Les auxiliaires de groupes ont en effet des valeurs de consommation stables dans le temps, tout comme les charges connectées sur les niveaux de tensions supérieurs. Ces dernières correspondent aux gros consommateurs industriels qui absorbent des fortes puissances.

La consommation de puissance active des charges connectées en 20 kV sera donc modulée à la hausse et à la baisse, à  $\cos \varphi$  constant. La consommation de puissance réactive variera donc dans les mêmes proportions. Les 3 niveaux de charge considérés sont indiqués dans le Tableau 16.

	Consommation de puissance active des charges 20 kV (MW)	Consommation de puissance réactive des charges 20 kV (MVar)
Cas initial	12536	3591
Charge réduite	11000	3151
Charge élevée	14000	4010

**Tableau 16 : total des consommations**

### VI.2.2.2 Variation du plan de production des groupes

L'objectif est de mesurer la valeur de la compensation équivalente à la production réactive d'un groupe. Pour chaque groupe et pour chaque niveau de charge étudié, la capacité maximale de fourniture de puissance réactive ( $Q_{\max}$ ) est diminuée par palier. Les paliers utilisés sont les suivants :

- $Q_{\max_0} = Q_{\max}$  initial : la capacité maximale de fourniture de puissance réactive du groupe est inchangée. La seule modification apportée consiste à moyenner  $Q_{\max}$  sur les groupes d'une même centrale.
- $Q_{\max_1} = 0,32 P_{\max}$  : ce palier correspond à la prescription légale pour qu'un groupe puisse être connecté au réseau.
- $Q_{\max_2} = 0,16 P_{\max}$  : cette valeur a été choisie car elle est égale à la moitié de la valeur précédente
- $Q_{\max_3} = 0$  : la centrale considérée ne produit plus de puissance réactive.

Pour le passage à chacun de ces paliers, la capacité équivalente de puissance réactive requise pour réaliser la compensation est calculée. Elle correspond aux investissements supplémentaires réalisés par l'optimiseur lorsque l'on diminue la valeur de  $Q_{\max}$ . Elle est aussi déterminée pour le passage de  $Q_{\max_0}$  à 0.

### VI.2.3 Réalisation de l'optimisation : choix des incidents

Après l'utilisation de TROPIC OPF pour l'optimisation initiale des plans de production de puissances active et réactive, les optimisations successives du plan de production en réactif sont réalisées à l'aide de TROPIC QUASAR

Les contraintes prises en compte dans TROPIC OPF et TROPIC-QUASAR sont :

- transits et tensions en N et N-1
- Situation N-1
  - 20 incidents maximum à choisir. 13 incidents, correspondant aux ouvertures de lignes les plus contraignantes, ont été sélectionnés (données RTE).

## VI.3 Résultats

Les résultats ont été obtenus pour les trois niveaux de charge décrits précédemment, et pour chacune des centrales.

Dans chaque situation, les investissements en moyens statiques de compensation ainsi que les augmentations de production de puissance réactive des groupes qui ont remplacé la production du générateur étudié ont été mesurés à la fois sur l'ensemble du réseau et sur la zone correspondant au système électrique ouest. Il est à noter que les investissements en

moyens de compensation ont tous été réalisés, quand cela était nécessaire, dans la zone correspondant au Système Electrique Ouest.

### VI.3.1 Plan de production initial actif (TROPIC OPF)

Consommation SE Ouest	11 000 MW	12 536 MW	14 000 MW
Cordemais 1	634	634	240
Cordemais 2	580	580	270
Cordemais 3	610	610	610
Dampierre 1-2-3-4	937	938	938
Brennelis 1-2	76	76	79
Brennelis 3	119	119	128
Dirinon 1-2	76	76	79
Civaux 1-2	623	747	626
Chinon 1-2	936	937	931
Chinon 3-4	894	938	938
Saint-Laurent 1-2	936	937	937
Cheviré 1-2	0	0	0
Belleville 1-2	1361	1362	1362
Total Production SE Ouest	15 498 MW	15 837 MW	14 902 MW

**Tableau 17 : plans de production en actif sur le SE Ouest**

Pour le niveau de charge de 14 000 MW, on remarque que deux des trois groupes de Cordemais sont à puissance intermédiaire (Tableau 17). Cette réduction de la puissance active produite est sans doute liée à la nécessité de disposer de possibilités de fourniture de réactif supplémentaires. Ce constat est très surprenant quand on sait que les contraintes en actif sont également très fortes dans la zone, tout au moins pour des consommations élevées. On peut donc raisonnablement penser que TROPIC\_OPF n'a pas rencontré de contraintes actives sur cette situation. Le fait que l'OPF ait baissé la puissance active de deux groupes de Cordemais s'explique donc probablement ainsi :

- il n'est pas nécessaire de démarrer les trois groupes de Cordemais à ces niveaux de charge, mais ceux-ci sont disponibles pour l'optimisation. La puissance réactive

fournie par les groupes est à coût nul dans la fonction d'optimisation, par conséquent, il est plus intéressant pour TROPIC\_OPF de démarrer deux groupes de Cordemais à puissance intermédiaire plutôt que d'en démarrer un seul à puissance plus importante : les réserves de réactif sont ainsi plus importantes.

- l'optimisation réalisée avec TROPIC\_OPF ne tient pas compte des situations d'incidents, ce qui limite la présence de contraintes de transit. Une optimisation avec prise en compte d'incidents (optimisation N-k) aurait peut-être conduit à démarrer les groupes de Cordemais à leur Pmax également pour le niveau de charge de 14 000 MW.

### VI.3.2 Localisation des investissements

Tous les investissements se font dans la zone du réseau correspondant au Système Electrique Ouest. En effet cette zone présente un déséquilibre entre production et consommation actives, ce qui induit des transits qui eux-mêmes conduisent à des pertes réactives qui peuvent être importantes. Il est donc logique que les localisations optimales pour les investissements en puissance réactive soient situées dans cette zone, c'est à dire à proximité immédiate des charges qui sont le plus loin des groupes de production. Aucune limitation n'a été fixée ici en terme de niveau de tension pour les investissements. Les investissements peuvent donc être réalisés sur tous les niveaux de tension (20kV et 400 kV inclus).

### VI.3.3 Influence de la topologie

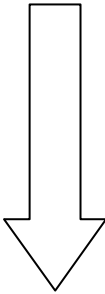
Le premier objectif de cette étude est de visualiser l'influence de la topologie sur les compensations. Les ratios suivants ont été calculés pour la plage totale des groupes.

$$Ratio = \left| \frac{\Delta Q_{condensateurs} + \Delta Q_{autres\_centrales}}{\Delta Q_{centrale}} \right|$$

$$Ratio_{condo} = \left| \frac{\Delta Q_{condensateurs}}{\Delta Q_{centrale}} \right|$$

$$Ratio_{groupes} = \left| \frac{\Delta Q_{autres\_centrales}}{\Delta Q_{centrale}} \right|$$



<div>Est</div> <div>  </div> <div>Ouest</div>	Centrale	Ratio total	Ratio Condensateurs	Ratio groupes	Ratio groupes SEO
	Belleville	<b>1,34</b>	<b>0,02</b>	<b>1,32</b>	<b>0,87</b>
	Dampierre	<b>1,41</b>	<b>0,03</b>	<b>1,38</b>	<b>0,63</b>
	Saint Laurent	<b>1,24</b>	<b>0,11</b>	<b>1,13</b>	<b>0,83</b>
	Civaux	<b>1,22</b>	<b>0,22</b>	<b>1,00</b>	<b>0,48</b>
	Chinon 1&2	<b>1,05</b>	<b>0,58</b>	<b>0,47</b>	<b>0,33</b>
	Chinon 3&4	<b>1,13</b>	<b>0,61</b>	<b>0,52</b>	<b>0,40</b>
	Cheviré	<b>0,97</b>	<b>0,75</b>	<b>0,22</b>	<b>0,16</b>
	Cordemais	<b>1,03</b>	<b>0,81</b>	<b>0,22</b>	<b>0,13</b>
	Dirinon	<b>1,14</b>	<b>0,89</b>	<b>0,25</b>	<b>-0,06</b>
	Brennelis	<b>1,05</b>	<b>0,91</b>	<b>0,14</b>	<b>-0,04</b>

**Tableau 18 : rapports de compensation**

Dans le Tableau 18, les centrales de production ont été classées d'Est en Ouest. Il apparaît que plus les centrales sont proches de l'ouest, où le déficit de production est important, plus il est difficile de compenser leur production en faisant appel aux autres groupes de production. Au vu des résultats du Tableau 18, il semble que les centrales nucléaires de Belleville, Dampierre et Saint Laurent par exemple peuvent se compenser les unes les autres, ce qui est en partie vrai dans la mesure où elles sont situées relativement proches les unes des autres. Mais il convient de préciser que :

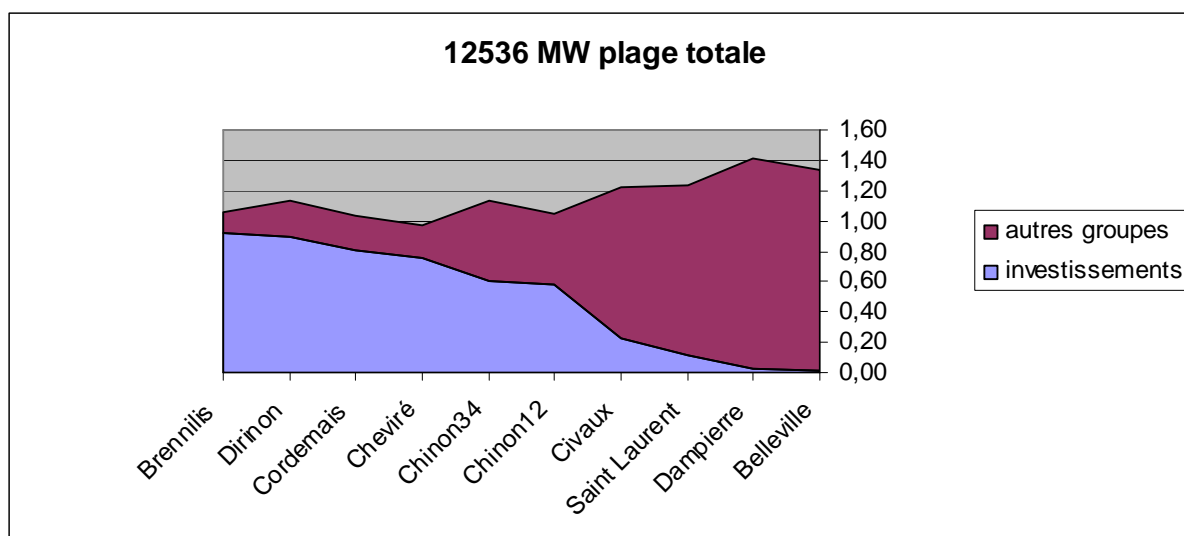
- d'une part, ce constat n'est valable que tant qu'aucune de ces centrales n'atteint sa limite de fourniture de puissance réactive. Le retour d'expérience de RTE ces dernières années montre que tel n'est pas le cas, que ce soit dans le cas de niveaux de consommation élevés ou en cas d'indisponibilité de l'un de ces groupes, ce qui peut alors conduire à des situations d'exploitation très tendues.
- d'autre part un MVar de ces centrales, pour être compensé, nécessite largement plus de 1 MVar de la part des autres centrales proches (sous réserve que ces dernières disposent de réactif disponible). Les transits de réactif supplémentaires qui en découlent conduisent à une baisse du plan de tension global, et donc à des pertes actives et réactives supplémentaires.

Enfin il faut aussi mentionner que cette étude adopte une vision purement statique de la gestion du plan de tension.

Pour les centrales situées plus à l'ouest, telles que Cheviré, Cordemais, Brennelis ou Dirinon, chaque diminution du  $Q_{\max}$  des groupes se traduit par un investissement en moyens de compensation à hauteur voisine de la diminution du  $Q_{\max}$ , ce qui montre qu'une substitution par des MVAR d'autres groupes proches est absolument impossible. Il ne faut cependant pas en déduire abusivement que les MVAR de ces groupes peuvent être remplacés par des MVAR de batteries de condensateurs : en effet, le comportement dynamique de l'ensemble du système suite à une perturbation est radicalement différent selon que les réserves de réactif sont constituées de MVAR statiques (condensateurs) ou dynamiques (alternateurs synchrones et FACTS). En cas de variation rapide, seuls des MVAR dynamiques (c'est-à-dire mobilisables en temps réel via les systèmes de réglage de tension automatiques à faible constante de temps) sont à même de permettre un comportement stable du système. Les outils statiques utilisés ici ne permettent pas cette vision dynamique, indispensable, mais qui sort du cadre de cette thèse.

Globalement, on constate que la production totale (condensateurs et autres centrales) nécessaire au remplacement du MVAR généré par la centrale étudiée est plus faible lorsque la compensation se fait essentiellement par des investissements en moyens de compensation (dont l'emplacement est optimisé) tandis qu'elle est plus élevée (et les pertes réactives aussi) lorsque le remplacement se fait par les autres centrales disponibles (Figure 25).

$$\left| \frac{\Delta Q_{\text{condensateurs}} + \Delta Q_{\text{autres\_centrales}}}{\Delta Q_{\text{centrale}}} \right| \leq 1$$



**Figure 25 : rapports investissements / autres groupes**

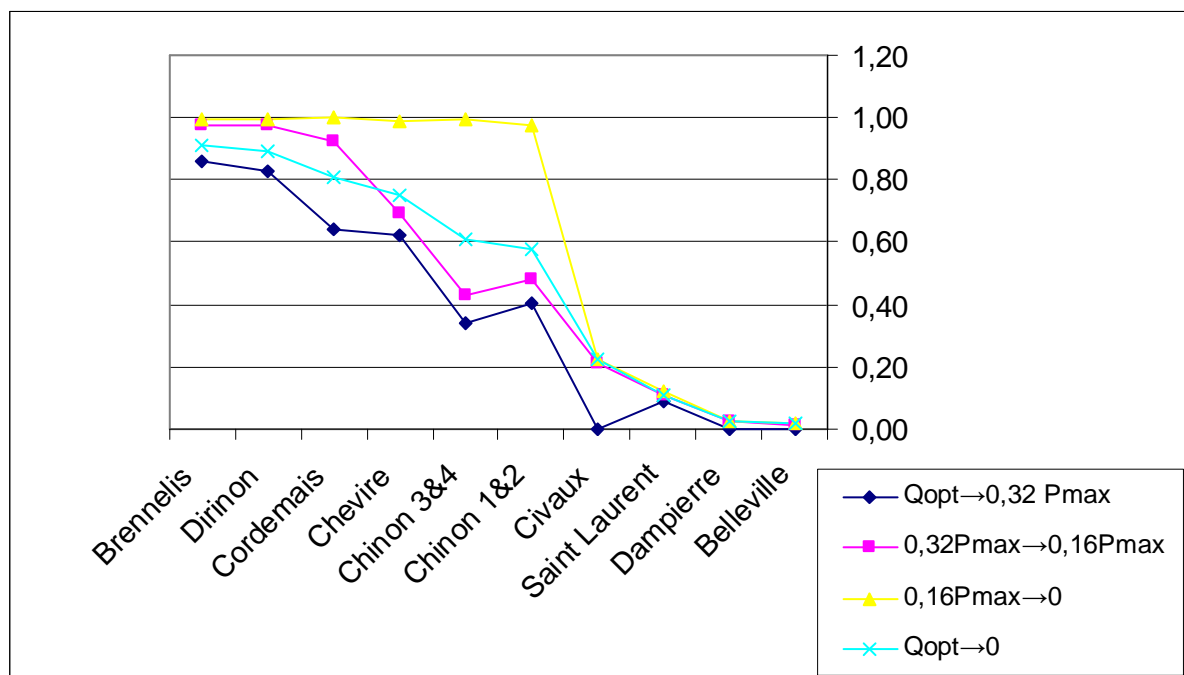
### VI.3.4 Influence du niveau de production de la centrale

Nous nous sommes intéressés aux variations des capacités réactives équivalentes selon le niveau de production de la centrale. Les capacités des moyens de compensation fictifs à installer en remplacement de la production de chaque centrale sont représentées dans le Tableau 19. Par contre les variations de production des autres générateurs qui peuvent être utilisés en remplacement ne figurent pas dans ce tableau.

	$Q_{opt} \rightarrow 0,32 P_{max}$	$0,32P_{max} \rightarrow 0,16P_{max}$	$0,16P_{max} \rightarrow 0$	$Q_{opt} \rightarrow 0$
<b>Belleville</b>	$Q_{opt} < 0,32P_{max}$	0,02	0,02	0,02
<b>Dampierre</b>	$Q_{opt} < 0,32P_{max}$	0,03	0,03	0,03
<b>Saint Laurent</b>	0,09	0,11	0,12	0,11
<b>Civaux</b>	$Q_{opt} < 0,32P_{max}$	0,21	0,23	0,22
<b>Chinon 1&amp;2</b>	0,40	0,48	0,98	0,58
<b>Chinon 3&amp;4</b>	0,34	0,43	1,00	0,61
<b>Cheviré</b>	0,62	0,69	0,99	0,75
<b>Cordemais</b>	0,64	0,93	1,00	0,81
<b>Dirinon</b>	0,83	0,98	1,00	0,89
<b>Brennelis</b>	0,86	0,97	1,00	0,91

**Tableau 19 : rapports de compensations pour différentes plages de capacités**

Les ratios ont été calculés pour plusieurs plages de variations de production des centrales. L'objet est de différencier la valeur des MVar produits par une centrale selon son niveau de production réactive. Nous avons dans le Tableau 19 les valeurs des ratios d'investissements pour la compensation d'un MVar dans chacune des plages  $0 \rightarrow 0,16 P_{\max}$ ,  $0,16 P_{\max} \rightarrow 0,32 P_{\max}$ ,  $0,32 P_{\max} \rightarrow Q_{\text{opt}}$ , ainsi que la valeur moyenne correspondant à la plage  $0 \rightarrow Q_{\text{opt}}$ , où  $Q_{\text{opt}}$  représente le niveau de production de puissance réactive à l'optimum.



**Figure 26 : évolutions des rapports de compensation avec la plage de production**

Il apparaît que la compensation des premiers MVar fournis (sur la plage  $0 \rightarrow 0,16 P_{\max}$ ) nécessite plus d'investissements que les derniers MVar fournis. En effet, de manière générale, les groupes n'étant pas trop proches de leur butée dans la situation initiale, il est possible pour l'optimiseur de remplacer les derniers MVar fournis par un groupe en faisant appel à d'autres groupes sans avoir recours à des investissements en moyens de compensation. En revanche, plus on diminue le  $Q_{\max}$  pour un groupe donné, plus les risques que les groupes voisins arrivent à leur tour en butée augmentent, et donc plus l'optimiseur est obligé d'ajouter des moyens de compensation pour respecter ses contraintes de tension. Ce phénomène est plus ou moins marqué selon les groupes étudiés, selon la plage de réactif considérée et selon la situation géographique du groupe. Rappelons que les résultats observés dépendent du niveau de charge, de la topologie ou encore de la disponibilité des groupes.

### VI.3.5 Influence du niveau de charge

Le calcul des investissements à réaliser en compensation de la production d'un groupe a été effectué pour plusieurs niveaux de charge. La charge active du système électrique ouest est modifiée à  $\cos \varphi$  constant. Un système chargé génère plus de pertes et de chutes de tension, les marges de tension et de transit sont donc plus réduites (Figure 25).

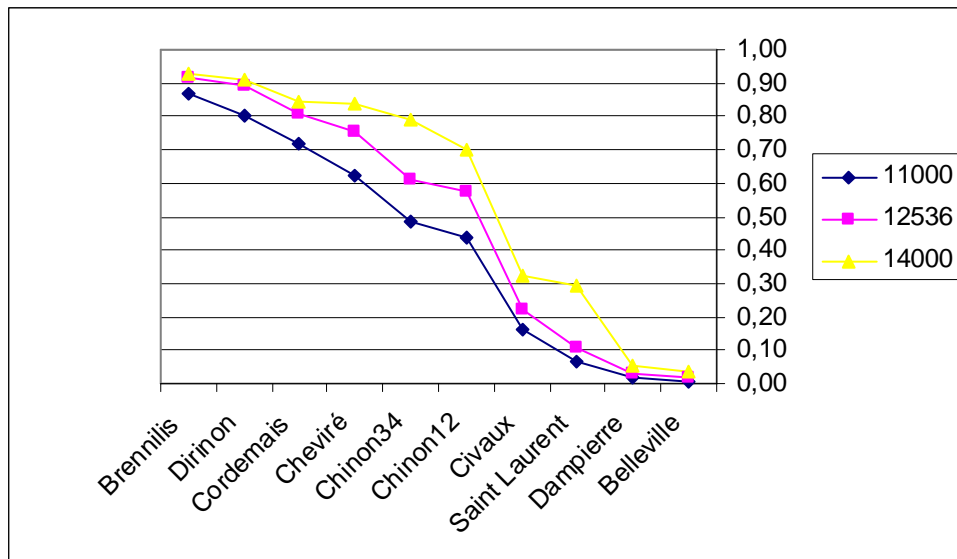


Figure 27 : Rapport moyen d'investissements selon le niveau de charge

Par ailleurs, les groupes ont des niveaux de production plus importants pour satisfaire la demande plus grande en puissances active et réactive. Ces paramètres expliquent pourquoi les ratios moyens sont croissants avec la charge. La valeur des capacités de production de puissance réactive, telle qu'elle est évaluée ici par les capacités réactives équivalentes, est d'autant plus grande que la situation sur le réseau est chargée.

## VI.4 Conclusion

L'étude précédente présente un exemple d'application de la méthode des capacités réactives équivalentes. Cette méthode fournit une vision statique quant au volume et à l'emplacement des moyens de compensation nécessaires à la substitution des MVar disponibles sur les groupes. Cette méthode n'a pour l'instant été appliquée que sur des photos optimisées en N, c'est à dire sans tenir compte des contraintes pouvant survenir en situation N-1.

Afin de compléter cette approche, il a semblé utile d'examiner les conséquences d'une modification de la topologie du réseau suite à un incident, et leur impact sur la valorisation des réserves.

## Chapitre VII

### **Evaluation des capacités réactives équivalentes pour plusieurs configurations de réseau.**

L'application de la méthode des capacités réactives équivalentes permet de déterminer la capacité en MVAR des batteries de condensateurs qu'il est nécessaire d'ajouter pour compenser une diminution de la plage de réactif disponible sur un groupe (vision statique).

Les applications réalisées sur le réseau IEEE 118 nœuds et sur le réseau du Système Electrique Ouest français ont été faites pour une topologie donnée. Nous nous proposons ici d'examiner les conséquences de changements de topologie suite à des ouvertures de ligne, à niveau de charge donné, en conservant toujours une vision statique.

Cette méthode a été utilisée par Xu, Kundur et da Silva, en faisant appel à la méthode originelle de calcul des capacités réactives équivalentes (cf. Chapitre III). Dans cette partie nous allons utiliser notre méthode de calcul de capacités réactives équivalentes optimisées qui a été présentée dans le chapitre 4 afin de valoriser les capacités de production de puissance réactive des générateurs du Système Electrique Ouest dans différentes configurations de topologie.

#### **VII.1 Présentation de la méthode de valorisation des réserves dynamiques par la méthode des capacités réactives équivalentes.**

Xu, Zhang, Kundur, da Silva et Warrack ont présenté dans [22] une application de la méthode des capacités réactives équivalentes pour la valorisation des capacités de production de puissance réactive en cas d'incident sur une ligne de transport. L'objectif de cette application était de valider la méthode des capacités réactives équivalentes tout en s'intéressant à l'impact des modifications de topologie du réseau sur la valeur des capacités de production de puissance réactive.

Les auteurs de cet article ont défini la procédure suivante pour la prise en compte des incidents :

- application d'un incident (ouverture de ligne), et calcul de Load-Flow correspondant à cette situation d'incident.

- Réduction de la production des générateurs et évaluation des compensations dans le cas de cette nouvelle topologie. Cette étape fournit une courbe de valeur de la production de chaque générateur.
- Répétition des deux étapes précédentes pour différentes ouvertures de ligne.
- Evaluation des écarts entre les cas d'incidents et le cas de base.

Chaque ouverture de ligne est considérée dans cette méthode comme un nouveau cas à étudier. Pour limiter le nombre de cas, quinze cas contraignants sont pris en compte dans leur étude.

Les auteurs de cette méthode proposent ensuite de valoriser la capacité de production de puissance réactive de chaque générateur en réalisant une moyenne pondérée des capacités réactives équivalentes de ce générateur calculées pour chaque situation.

Si cette méthode permet de valoriser les capacités de réserve en cas d'ouverture de ligne sur le réseau, elle présente, en plus des défauts de la méthode qui ont été présentés dans le Chapitre IV, une lacune supplémentaire : comme la valorisation se fait en moyennant les capacités réactives équivalentes obtenues pour chaque cas d'incident, elle ne prend plus en compte la valeur maximale de production. Celle-ci sera moyennée avec les autres valeurs, perdant de ce fait son caractère dimensionnant.

Enfin il faut préciser que la valorisation se fait sur des situations statiques du réseau, dans lesquelles seuls les états initial et final sont pris en compte, sans tenir compte de la dynamique de passage de l'un à l'autre de ces états.

## **VII.2 Valorisation des réserves de capacités par l'optimisation des capacités réactives équivalentes**

### **VII.2.1 Prise en compte des ouvertures de ligne pour la valorisation des réserves**

La méthode des capacités réactives équivalentes optimisées que nous avons développée a été appliquée sur le niveau de charge à 14 000 MW, qui correspond à une situation de réseau chargée.



Cette optimisation se fait en deux étapes en prenant en compte plusieurs contraintes pour les cas étudiés :

- une optimisation du plan de production de puissance active qui assure le respect des contraintes de transit sur les lignes en cas de modification de la topologie. Cette optimisation a été faite avec le module TROPIC OPF.
- Une optimisation du plan de production de puissance réactive qui permet de respecter les contraintes de tension lors de la nouvelle configuration. Cette optimisation permet d'affiner le respect des contraintes de tension en N-1, les contraintes de transit ayant déjà été traitées par l'OPF.
- A partir de ces plans de production initiaux. Des optimisations permettent de définir les capacités réactives équivalentes.

### VII.2.2 Définition du plan de production active initial

Les plans de production de puissances active et réactive sont déterminés par le module TROPIC OPF qui a été présenté dans le Chapitre IV. La fonction d'optimisation utilisée est la même que celle utilisée pour la valorisation des capacités de production en régime de fonctionnement normal, à savoir :

$$\text{Min[ coût de production + coût de délestage + coût d'ajout des condensateurs]}$$

Dans ce cas-ci, comme pour la détermination des capacités réactives équivalentes en régime permanent, les délestages ont été interdits en leur attribuant un coût très élevé.

Ces plans de production doivent en plus permettre le respect des contraintes après la modification de la topologie. Le module d'optimisation TROPIC OPF peut déterminer des plans de production en régime permanent qui soient capables de respecter les contraintes de transit après ouverture d'une ligne (N-1). Cependant TROPIC OPF calcule les transits en N-1 en utilisant les tensions calculées à l'état N, ce qui est incorrect mais tout de même meilleur qu'un outil dans lequel les tensions sont considérées comme uniformes et constantes (approximation du courant continu) sur l'ensemble du réseau pour calculer les transits en N-1. Nous verrons par la suite que les contraintes de tensions en N-1 seront prises en compte par le module TROPIC QUASAR.

Pour cela, nous avons considéré un ensemble d'ouvertures de lignes potentiellement contraignantes correspondant à des lignes à 400 kV et 225 kV du SEO.

### VII.2.3 Optimisation du plan de production réactif respectant les plages de tension N-1

Le module TROPIC QUASAR permet, en complément de TROPIC OPF, de définir un plan de production de puissance réactive respectant les contraintes de tension en situation N. En plus, cas d'ouverture de ligne (ou de manière plus générale, en cas d'incident...), celui-ci optimise le plan de production de puissance réactive selon la fonction d'optimisation :

$$\text{Min [coût(pertes) + coûts(ajout MVar) ]}$$

L'optimisation peut se faire sur les variables suivantes :

- production de puissance réactive des générateurs démarrés,
- connexion de gradins de bancs de condensateurs existants,
- prises des régulateurs en charge,
- investissements en moyens de compensation.

Au maximum 20 incidents peuvent être pris en compte pour la détermination du plan de production réactif. Cette prise en compte des incidents se traduit par des niveaux de production réactive de la part des groupes globalement plus faibles en N, et ce de manière à pouvoir produire la puissance réactive nécessaire en cas d'incident. Afin d'assurer la fourniture de puissance réactive en N, alors que le plan de production a été optimisé pour libérer de la réserve nécessaire en situation de N-1, les investissements en moyens de compensation sont supérieurs par rapport à une situation dans laquelle on n'optimise que pour le N.

Le nombre d'incidents pouvant être pris en compte par l'outil est limité à 20. L'étude a été effectuée en prenant en compte les ouvertures de 13 lignes 400 kV du SE Ouest.

### VII.2.4 Calcul des capacités réactives équivalentes optimisées

La méthode des capacités réactives équivalentes est évaluée en déterminant les plans de production de puissance réactive optimaux qui permettent de respecter les contraintes après

l'ouverture d'une des lignes, et après avoir réduit la capacité de production du générateur étudié.

La réduction de la capacité de production d'un générateur se fait en quatre étapes :

1. La suppression de la plage de réactif non utilisée.

La capacité maximale de fourniture de puissance réactive ( $Q_{\max}$ ) est réduite de manière à annuler la réserve disponible.  $Q_{\max}$  est alors égale à la puissance réactive produite initialement.

$Q_{\max}$  est ensuite réduite, en reprenant les étapes présentées dans le chapitre 6 :

2. Réduction de  $Q_{\max}$  à  $0.32 P_{\max}$
3. Réduction de  $Q_{\max}$  de  $0.32 P_{\max}$  à  $0.16 P_{\max}$
4. Réduction de  $Q_{\max}$  de  $16 P_{\max} = 0$

Chaque réduction de  $Q_{\max}$  sur un groupe se traduit par une réorganisation de l'ensemble du plan de production de puissance réactive selon deux processus :

- une modification de la production de puissance réactive des autres générateurs
- Des investissements en moyens de compensation. Ces investissements permettent de réduire le niveau de production des générateurs en N et de libérer ainsi de la réserve de puissance réactive mobilisable lors d'un incident.

Pour chaque réduction de  $Q_{\max}$ , les investissements en moyens de compensation sont quantifiés, ainsi que les variations de production réactive des autres générateurs de la zone.

### **VII.3 Application au réseau du Système Electrique Ouest : résultats et analyse**

La méthode des capacités réactives équivalentes optimisées a été utilisée sur le réseau du Système Electrique Ouest, qui a été présenté dans le Chapitre VI. La définition du plan de production de puissance active a été réalisée à l'aide de TROPIC OPF de manière à respecter

les contraintes de transit en cas d'ouverture d'une des lignes 225 kV et 400 kV. Puis le plan de production de puissance réactive a été défini en faisant appel à TROPIC QUASAR de manière à ce qu'en cas d'ouverture d'une des treize lignes sélectionnées, les contraintes de tension puissent être respectées sans faire appel à de nouveaux investissements en moyens de compensation. L'utilisation successive des modules TROPIC OPF puis TROPIC QUASAR fournit ainsi les plans de production des puissances active et réactive. Ce processus va être détaillé pour trois centrales, celles de Civaux, Cheviré et Brennilis.

### VII.3.1 Centrale de Civaux

Les deux groupes de production de la centrale de Civaux ne sont pas situés dans une zone où règnent de fortes contraintes de capacités de productions active et réactive comme c'est le cas en Bretagne. L'optimisation du plan de production en réactif conduit à une production globale sur les deux groupes de 766 MVar de puissance réactive en régime permanent. Ce niveau de production permet de conserver une réserve suffisante de réactif pour faire face à n'importe laquelle des treize ouvertures de ligne.

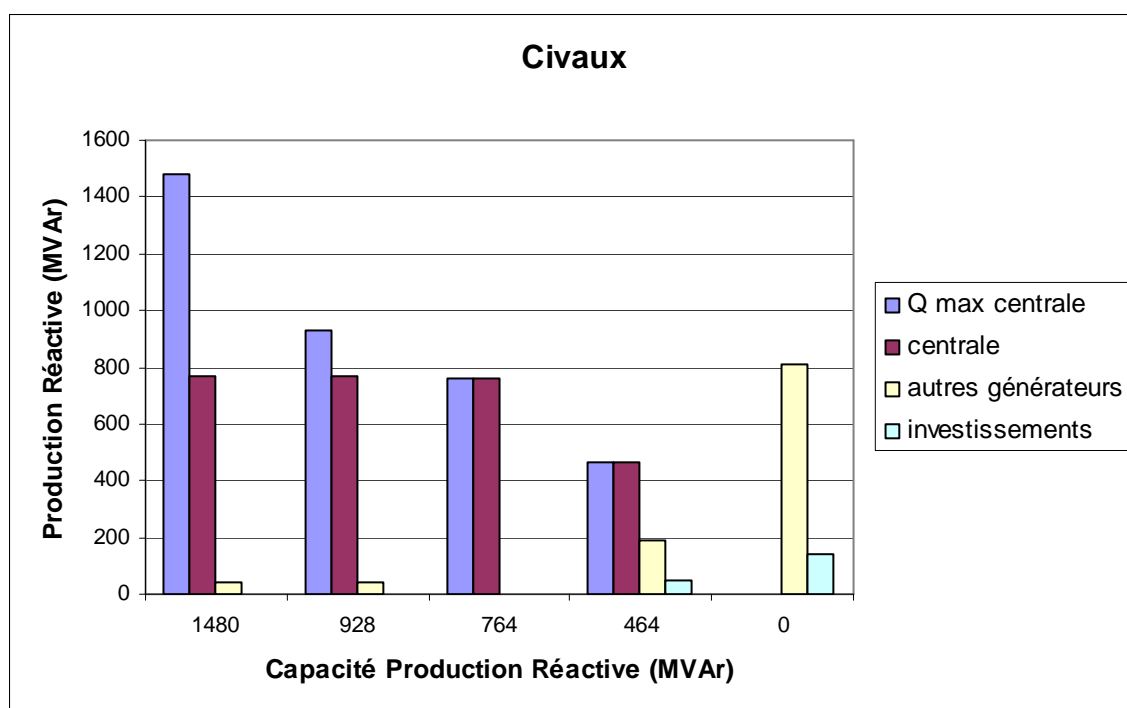


Figure 28 : centrale de Civaux : productions de puissance réactive en fonction de la capacité

La réduction de la capacité de production de la centrale de Civaux se fait en plusieurs étapes :

la capacité maximale de fourniture de puissance réactive ( $Q_{max}$ ) est réduite depuis sa valeur nominale (1480 MVar) à un premier niveau correspondant à  $Q=0.32 \cdot P_{max}$ , soit 928 MVar. Cette valeur de  $Q_{max}$  est supérieure aux 766 MVar de la puissance réactive produite initialement par les groupes. Le plan de production n'est pas modifié alors qu'il faut toujours tenir le N-1. Nous pouvons en déduire que cette centrale dispose toujours des réserves nécessaires lorsque la valeur de  $Q_{max}$  a été réduite à 928 MVar. La plage de production comprise entre 928 et 1480 MVar n'est donc pas utilisée en réserve.

La seconde réduction impose  $Q_{max}$  égale à 766 MVar, ce qui correspond au niveau de production initial. Il n'y a donc plus de réserve disponible au niveau de cette centrale. Le plan de production est alors légèrement modifié : la production réactive des autres générateurs situés dans le SE Ouest est réduite de 39 MVar, restaurant ainsi une réserve de réactif sur ces groupes, nécessaire au respect du N-1. En revanche, on constate qu'aucun investissement en moyens de compensation n'est effectué.

Les deux étapes suivantes, réduisant la capacité de production à 464 MVar puis à 0 MVar se traduisent par une diminution de la puissance réactive générée par la centrale. Cette diminution de la puissance générée est compensée par les autres centrales de production et par des investissements en moyens de compensation.

En conclusion, la méthode des capacités réactives équivalentes optimisées attribue une faible valeur aux MVar des groupes de Civaux puisqu'un passage de  $Q_{max}$  à 0 se traduit par de faibles investissements en moyens de compensation, l'essentiel du réactif étant fourni par d'autres groupes périphériques. Là encore, les remarques formulées au § VI.3.3 sont valables, à savoir que :

- ce constat dépend de la situation étudiée. En effet pour que les groupes voisins puissent compenser un déficit de réactif des groupes de Civaux, il faut qu'ils aient des réserves de réactif disponibles, ce qui n'est pas nécessairement le cas, surtout en cas de très fortes charges ou à proximité de la pointe,
- globalement, lorsque l'on regarde le rapport (réactif apporté par l'ensemble autres groupes + batteries de condensateur) / (MVar de baisse sur les groupes de Civaux), on constate que le rapport est supérieur à un ce qui implique une sollicitation plus importante en terme de MVar globaux générés, et donc des pertes supplémentaires.
- Par ailleurs, le nouveau plan de production obtenu lorsque  $Q_{max}$  à Civaux = 0 conduit à un plan de tension globalement plus bas qui ne correspond en aucun

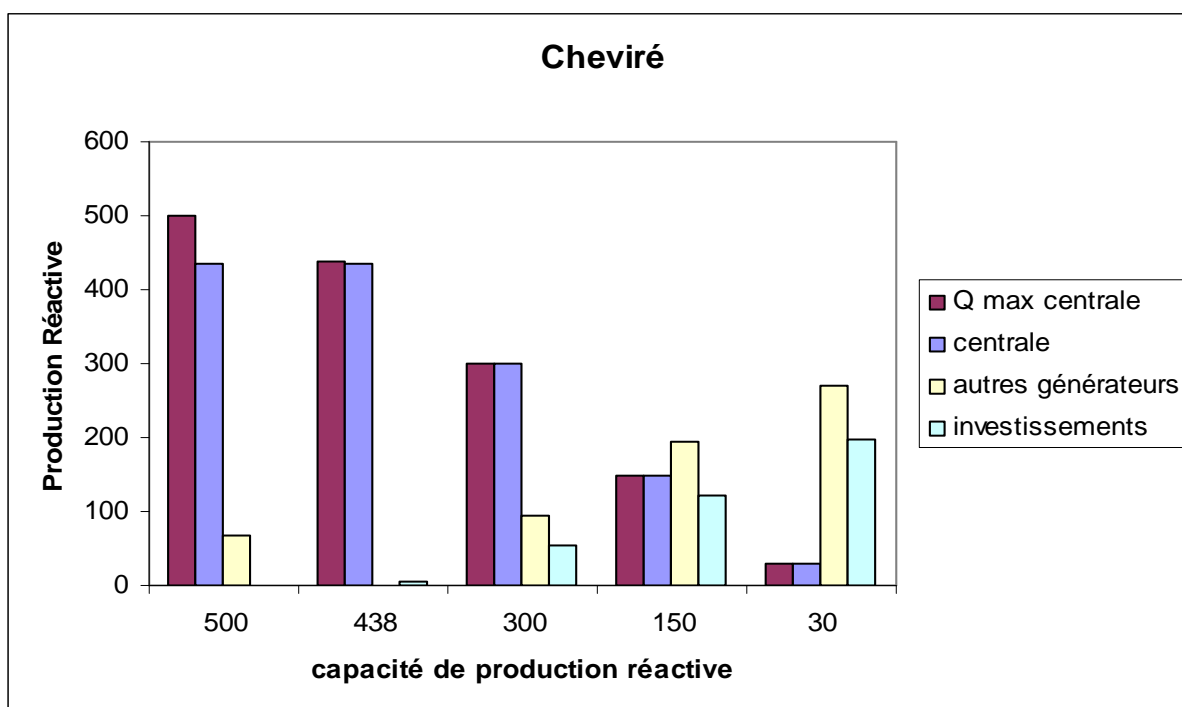
cas à un plan de tension visé en exploitation, et donc à des pertes actives globales augmentées.

### VII.3.2 Compensateurs synchrones de Cheviré et centrale de Cordemais

La centrale de Cordemais et les compensateurs synchrones de Cheviré sont proches les uns des autres. L'étude menée dans le chapitre précédent sur une topologie fixe du réseau avait montré que la production réactive de ces générateurs était valorisée par la méthode des capacités réactives équivalentes à un niveau situé entre celui des centrales nucléaires de la Loire et celui des turbines de Brennilis et Dirinon. Nous nous sommes dans cette partie intéressés à la valeur qui serait attribuée aux réserves de capacités de ces deux centrales. La réduction des capacités de production s'est faite selon les mêmes étapes que pour la centrale de Civaux.

Il faut d'abord remarquer que la prise en compte des différentes configurations de topologie dans l'optimisation du plan de production se traduit par une réduction du niveau de production de Cordemais et une légère augmentation de la production de Cheviré. Une explication possible réside dans la localisation de Cordemais, qui est plus proche de la Bretagne où se trouvent les contraintes de tension. Il paraît alors logique de garder de la réserve sur les groupes les plus proches de la Bretagne.

Pour la centrale de Cheviré (Figure 29), la réduction de  $Q_{\max}$  de 500 à 438 MVar a nécessité un investissement en moyens de compensation de 6 MVar. Par ailleurs le plan de production a été modifié de manière à réduire la production des autres centrales. Ceci permet de restaurer au niveau des autres générateurs les réserves de capacité de production qui ont été supprimées à Cheviré. Ceci est possible pour la première réduction de  $Q_{\max}$  car cette réduction n'entraîne pas de diminution de la puissance réactive générée par les compensateurs de Cheviré. Par contre, la production des autres groupes augmente lors des réductions de  $Q_{\max}$  suivantes. En effet  $Q_{\max}$  devient inférieur au niveau de production initial et la puissance réactive produite par les compensateurs de Cheviré diminue. La compensation en puissance réactive se fait en augmentant la production des autres centrales puis en investissant en moyens de compensation, tout en maintenant des capacités en réserve pour tenir le N-1.



**Figure 29 : productions de puissance réactive en fonction de la capacité (compensateurs synchrones de Cheviré )**

Pour la centrale de Cordemais (Figure 30) la première diminution de  $Q_{max}$ , correspondant à la suppression de la réserve, se traduit là aussi par une réorganisation du plan de production réactive. La puissance réactive totale injectée par les autres générateurs augmente tout en étant accompagnée d'investissements en moyens de compensation d'une capacité de 8 MVar. La réorganisation du plan de production résultant des réductions suivantes de  $Q_{max}$  consiste en un simple remplacement de la production réactive du générateur par une augmentation de production des autres générateurs et des investissements en moyens de compensation, selon le principe mis en évidence dans le chapitre précédent.

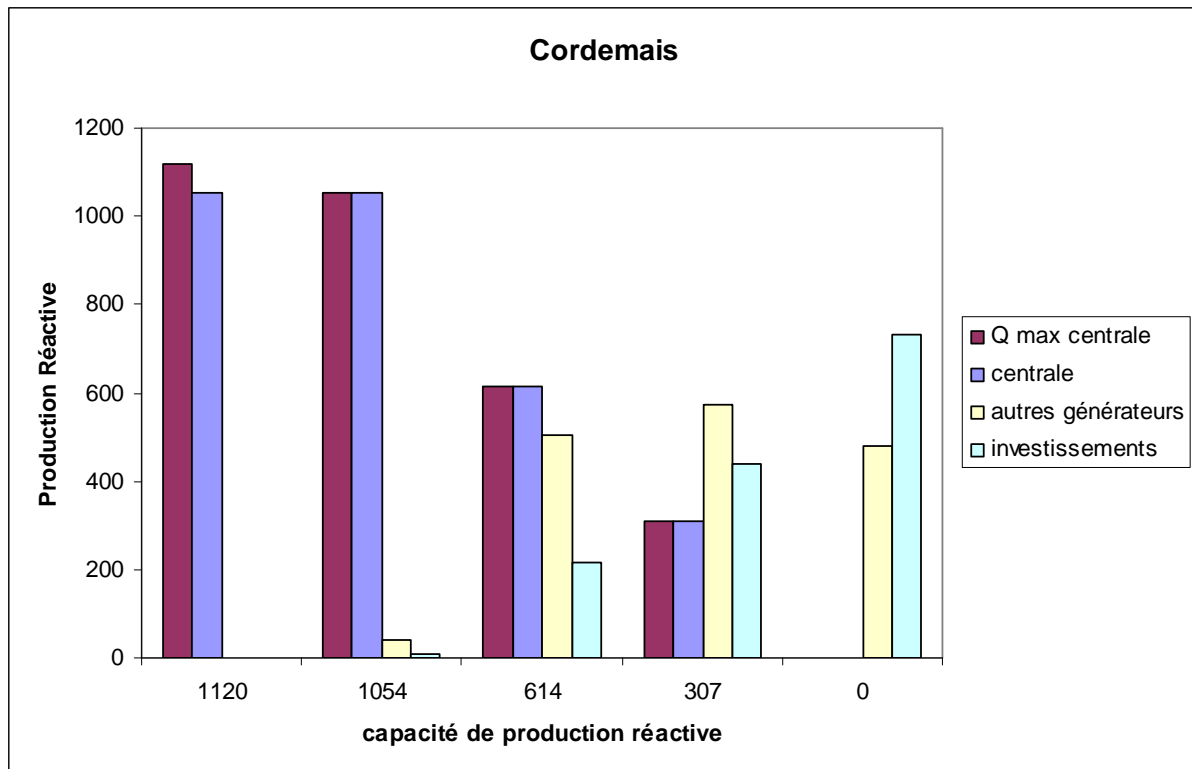


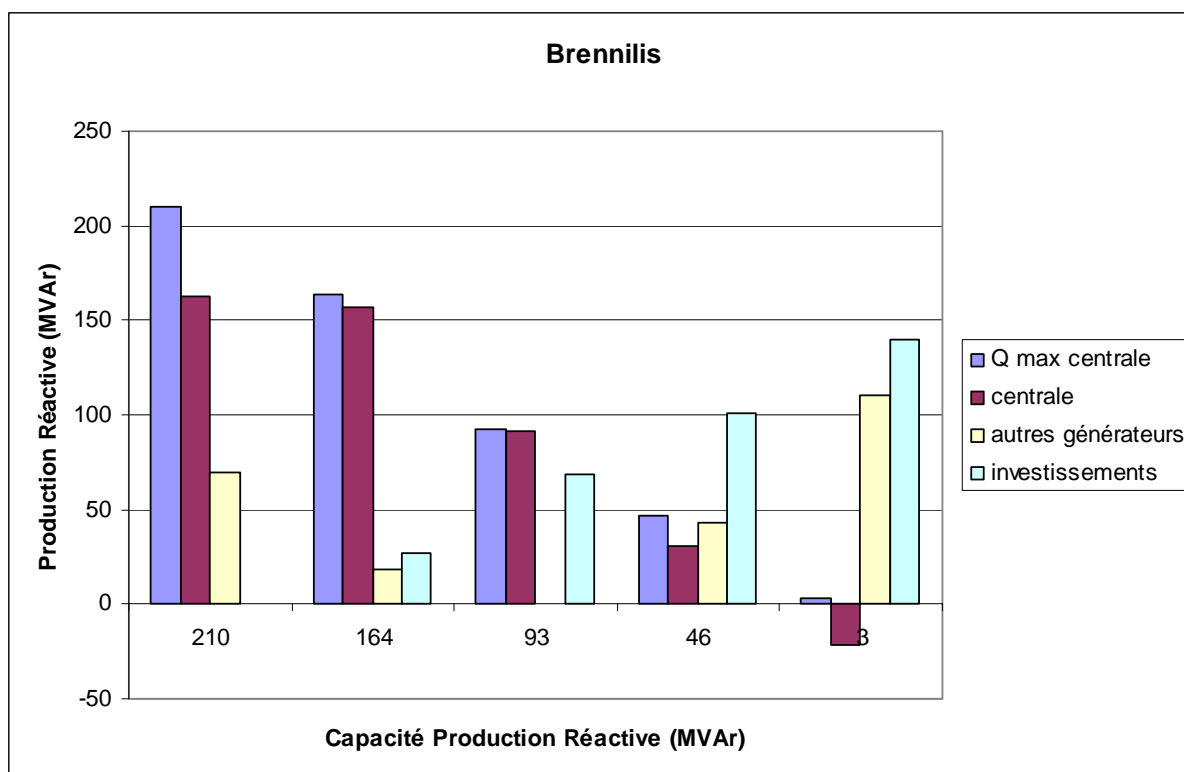
Figure 30 : productions de puissance réactive en fonction de la capacité (centrale de Cordemais )

### VII.3.3 Centrales de Dirinon et Brennilis

Les centrales de Dirinon et Brennilis sont des turbines à gaz installées à l'extrémité ouest de la Bretagne,. La valeur de  $Q_{\max}$  de la centrale de Brennilis est réduite selon les étapes présentées dans le paragraphe précédent ( $Q_{\max} = Q_{\text{nominal}}$ , puis successivement  $Q_{\max} = Q_0$ , puis  $Q_{\max} = 0.32 \cdot P_{\max}$ ,  $Q_{\max} = 0.16 \cdot P_{\max}$  et enfin  $Q_{\max} = 0$ ).

Le passage de  $Q_{\max} = Q_{\text{nominal}} = 210 \text{ MVar}$  à  $Q_{\max} = Q_0 = 164 \text{ MVar}$  entraîne la suppression d'une partie des réserves de la centrale. Les réserves sont reconstituées en réduisant la production réactive des générateurs, y compris ceux de Brennilis dans une faible mesure.





**Figure 31: productions de puissance réactive en fonction de la capacité (centrale de Brennilis)**

Nous observons sur la Figure 31 que la seconde diminution de  $Q_{\max}$  de 164 à 93 MVar est compensée exclusivement par des investissements permettant ainsi de restaurer la réserve nécessaire pour couvrir le N-1.

Les deux dernières étapes de réduction, correspondent aux passages de la capacité de 0,32 Pmax à 0,16 Pmax puis à 0 MVar. La compensation se fait par des investissements en moyens de compensation et par une augmentation de la production des autres alternateurs. Or cette augmentation de la production des autres générateurs se traduit par une réduction de la capacité disponible pour la réserve.

Nous constatons que les MVar fournis par la centrale de Brennilis sont difficilement compensables par des MVar d'autres groupes de production, ce qui est logique en raison de la situation géographique excentrée des groupes de Brennilis, situés à l'extrémité ouest de la Bretagne. TROPIC QUASAR investit donc davantage de moyens de compensation lorsque l'on diminue  $Q_{\max}$  sur ces groupes qu'il ne le fait sur d'autres groupes. Du point de vue de la méthode retenue, les MVar de Brennilis sont donc mieux valorisés que ceux des autres centrales. Nous avons constaté dans le Chapitre VI pour les évaluations en N le même phénomène, c'est-à-dire que la puissance réactive produite par la centrale de Brennilis ne pouvait être remplacée que par des investissements en moyens de compensation, les autres

générateurs localisés à proximité de Brennilis ne disposant pas des capacités disponibles suffisantes pour remplacer cette production.

Par ailleurs, TROPIC QUASAR investit proportionnellement davantage de MVAr lorsque l'on passe de la plage  $Q_{\max} = 0.16 P_{\max}$  à  $Q_{\max} = 0$  que lorsque l'on passe de la plage  $Q_{\max} = 0.32 P_{\max}$  à  $Q_{\max} = 0.16 P_{\max}$ . Ce constat apparaît également logique dans la mesure où plus on diminue la plage de réactif disponible sur un groupe, plus on a de chances que le groupe arrive en butée de réactif (ainsi que ses voisins d'ailleurs) et que la tension à ses bornes ne soit plus tenue. Par conséquent, le risque est plus grand de buter sur une contrainte de tension basse qui va conduire TROPIC QUASAR à réaliser des investissements. Plus tôt est rencontrée cette contrainte lors du processus de diminution du  $Q_{\max}$ , plus tôt TROPIC QUASAR investit des moyens de compensation.

Nous remarquons enfin que la production réactive de Brennilis devient négative dans le cas du dernier passage à  $Q_{\max} = 0$ . Les groupes de Brennilis absorbent de la puissance réactive générée par les moyens de compensation investis. En cas d'incident, il suffit d'arrêter cette absorption pour que la puissance réactive injectée à l'extrémité de la Bretagne augmente.

#### VII.3.4 Bilan de la valorisation des réserves

Dans le Tableau 20 sont indiquées les valeurs de production de puissance réactive dans les situations suivantes :

- Plan de production de réactif respectant les contraintes de la configuration initiale (N).
- Plan de production de réactif en fonctionnement normal permettant de faire face à une ouverture de ligne (déterminé par TROPIC QUASAR).
- Variation de production réactive : écart de production de puissance réactive entre les deux plans de production (N et N-1).
- Réserve disponible : écart entre la  $Q_{\max}$  de la centrale et le niveau de production
- Compensation de la réserve initiale : investissements en moyens de compensation lorsque la  $Q_{\max}$  du générateur est réduite de sa valeur nominale au niveau initial de production du générateur, Il est à noter qu'en cas de besoin l'optimisation peut conduire à reconstituer la réserve de ce générateur, en déterminant un niveau de production inférieur à la nouvelle valeur de  $Q_{\max}$ .

Par ailleurs les valeurs présentées dans ce tableau prennent en compte l'ensemble des groupes de chaque centrale.

Centrale	Plan de production réactif N (MVar)	Puissance réactive générée N-1 (MVar)	Variation de la production entre N et N-1 (MVar)	Réserve disponible N-1 (MVar)	Compensation réserve (MVar)
Brennilis	188	163	-25	47	27
Dirinon	109	103	-6	29	15
Cordemais	1065	1054	-11	66	8
Chevire	432	436	+4	64	6
Chinon 1&2	896	977	+81	270	6
Chinon 3&4	563	531	-32	751	0
Civaux	396	766	+370	714	0
Saint Laurent	669	664	-5	578	1
Dampierre	1159	893	-263	2129	0
Belleville	579	528	-51	1793	0

**Tableau 20 : compensation des capacités de production**

On constate sur ce tableau que les centrales de Brennilis et Dirinon sont celles pour lesquelles TROPIC QUASAR est amené à investir le plus rapidement lorsque l'on diminue  $Q_{max}$ . Ceci est lié à la position géographique de ces centrales, situées à l'ouest de la Bretagne, dans une zone faiblement maillée et disposant de peu de moyens de production. Dans ces conditions, une diminution de  $Q_{max}$  d'un groupe ne peut que difficilement être compensée par d'autres groupes et TROPIC\_QUASAR rencontre assez vite une contrainte de tension basse à proximité du groupe, ce qui explique les investissements importants nécessaires.

Pour les autres centrales et pour la configuration statique étudiée, les groupes sont plus éloignés initialement de leur butée de réactif ce qui permet de retarder le moment où TROPIC\_QUASAR doit investir. D'autres photos à des niveaux de consommation plus élevés, et/ou prenant en compte des indisponibilités de groupes ou de lignes auraient conduit à

des résultats voisins à ceux observés ici pour Brennilis ou Dirinon pour l'ensemble des groupes, conformément à ce que l'on peut observer en exploitation lors de situations tendues.

## VII.4 Conclusion

La méthode des capacités réactives équivalentes optimisées a été appliquée dans cette partie afin de valoriser les réserves de réactif en tenant compte d'un certain nombre de déclenchements de lignes.

Dans les zones globalement déficitaires en moyens de production et peu maillées, les groupes arrivent très tôt en butée de réactif ce qui conduit l'optimiseur utilisé à investir très tôt en moyens de compensation pour compenser la réduction du  $Q_{max}$  sur les groupes.

Appliquée à la configuration statique considérée, on constate que les groupes de Brennilis et Dirinon sont ceux qui sont les mieux valorisés par la méthode, ce qui est assez logique dans la mesure où ce sont les groupes les plus excentrés et situés à l'extrémité ouest de la Bretagne. Pour les autres groupes, les moyens en compensation apparaissent plus tardivement lorsque l'on réduit le  $Q_{max}$ .

## Conclusion et perspectives

Dans cette thèse nous avons présenté nos travaux visant à donner une valeur aux capacités de production de puissance réactive des générateurs. Ces travaux sont basés sur la méthode des capacités réactives équivalentes décrite par Xu, Zhang, da Silva et Kundur dans [21]. Cette technique vise à attribuer une valeur aux MVar produits par les générateurs en évaluant les quantités de réactif qui devraient être injectées au niveau des charges pour maintenir la tension à leurs bornes lorsque la production du générateur est annulée. Cette méthode initiale est basée sur des calculs de Load Flow successifs. Les références de tension sont en effet imposées au niveau des charges lorsque la production du générateur est réduite. Cette méthode permet de valoriser les MVar des générateurs selon leur proximité avec les charges. Nous avons amélioré cette méthode en y intégrant une optimisation des capacités réactives remplaçant la production des générateurs. Cette optimisation prend en compte plusieurs paramètres qui étaient ignorés dans la méthode initiale :

- plages de tension admissibles : les limites de tension sont respectées sur tous les nœuds du réseau après remplacement de la production du générateur.
- Capacités disponibles sur les autres générateurs : la production réactive d'un groupe est d'abord remplacée en faisant appel aux groupes situés à proximité qui disposent de capacités réactives. La valorisation de la puissance réactive générée tient compte ainsi de l'abondance ou de la pénurie de capacités réactives.

Précisons enfin que cette méthode ne prend en compte que des états statiques de réseau, sans tenir compte de la dynamique de passage de l'un à l'autre de ces états.

## Contributions

Les capacités réactives équivalentes sont définies comme le volume de moyens de compensation à installer lorsque l'on fait passer le  $Q_{\max}$  d'un groupe de sa valeur maximale à 0.

Une application sur un réseau à deux nœuds a fait apparaître que les capacités réactives équivalentes décroissent avec le niveau de production du générateur, valorisant mieux les

premiers MVar générés que les derniers. L'application de cette méthode de valorisation au réseau maillé de test IEEE 118 nœuds a permis de mettre en évidence trois plages de production de puissance réactive :

- la première partie permet de compenser la consommation de puissance réactive du transformateur élévateur, et ainsi de maintenir la tension au poste de raccordement du générateur. Le remplacement optimal de cette partie ne peut se faire que par des moyens de compensation installés au niveau du stator du générateur. Si l'on considère cette situation comme irréaliste, le remplacement peut se faire par des moyens de compensation, avec un volume de MVar investis supérieur aux MVar générés par le groupe. De ce fait la puissance réactive ne peut être fournie que par ce générateur, et n'est donc pas substituable. La valeur de cette capacité n'est pas mesurable par des capacités réactives équivalentes.
- La seconde partie, valorisée en fonctionnement normal, alimente la consommation du système électrique. Cette valeur dépend de plusieurs paramètres, essentiellement liés à la topologie du système électrique : si la proximité du générateur par rapport aux zones de consommation était bien valorisée dans la méthode proposée par Xu, Kundur et da Silva, cette méthode ne prend pas en compte les autres générateurs disposant des capacités de production. Cela requière une optimisation des plans de production et du positionnement des moyens de compensation respectant les contraintes de tension. C'est cette optimisation que nous avons mise en œuvre dans ce travail. Celle-ci permet en plus de limiter les nœuds où peuvent être installées les moyens de compensation. Sur les exemples de réseaux réels, les installations de capacités réactives équivalentes ont été limitées aux nœuds du réseau de transport dont la tension de référence le permettait. La méthode retenue permet d'associer une valeur pour ces MVar, valeur qui prend en considération l'offre de capacités disponibles et la topologie du réseau.
- La troisième partie constitue la réserve de capacité de production, qui peut être utilisée dans de nouvelles configurations topologiques du réseau (notamment en diminuant le nombre de lignes utilisées). Il est alors nécessaire de prendre en compte ces ouvertures contraignantes pour pouvoir valoriser cette capacité, ce qui a été fait sur l'exemple du réseau de la région Ouest en France.

Cette méthode de valorisation des capacités de production a été mise en œuvre sur plusieurs réseaux, du plus simple (2 nœuds) à un réseau réel (celui du système électrique Ouest) en passant par le réseau test à 118 nœuds de l'IEEE.

## **Perspectives**

Les travaux présentés dans cette thèse s'inscrivent dans le prolongement de la méthode des capacités réactives équivalentes, et peuvent être eux aussi approfondis en ce qui concerne la méthode en elle-même ainsi que les applications qui en découlent.

La valorisation est basée sur la méthode des capacités réactives équivalentes qui reste une méthode purement statique. Nous avons considéré une succession de plans de production de puissance réactive optimisés pour un instant donné. La comparaison de ces différents plans a permis de définir une valeur pour les MVar produits. Néanmoins nous n'avons pas pris en compte les contraintes dynamiques, ni lors de la réduction de capacité d'un groupe ni en cas d'incident (ouverture de ligne, court-circuit). Ces contraintes dynamiques concernent la stabilité en tension et la stabilité dynamique des groupes sur incident. De ce fait, elles ont bien souvent un caractère dimensionnant pour les capacités et les réserves de puissance réactive des générateurs. La prise en compte de ces contraintes dynamiques nécessite des modèles et des outils de simulation élaborés, se traduisant par une plus grande complexité de l'étude. Celle-ci n'a pu être menée dans le cadre de cette thèse.

En ce qui concerne la valorisation en elle-même des MVar, la méthode des capacités réactives équivalentes attribue une valeur en MVar de remplacement à la puissance réactive. Une étude technico-économique pourrait compléter en partie cette approche. Il serait possible de se baser sur le coût d'investissement des moyens de compensation rendant un service semblable à ceux des alternateurs étudiés, bien que des dispositifs tels que les FACTS ne rendent pas le même service d'un point de vue dynamique que des MVar générés par des groupes. On pourrait imaginer que de tels dispositifs puissent être des bancs de condensateurs pour la fourniture de base, ou bien des compensateurs statiques de puissance réactive dont le comportement dynamique est plus proche de celui des alternateurs. Le moyen équivalent le plus proche du générateur étant le compensateur synchrone, il pourrait être intéressant de se baser sur le coût d'une telle installation, bien qu'il soit difficile à évaluer car les compensateurs synchrones sont souvent issus du déclassement d'anciens alternateurs.

La détermination des capacités réactives équivalentes a été effectuée en considérant une image du plan de charge correspondant à un niveau de charge élevé dans lequel l'ensemble des moyens de production sont disponibles et raccordés. Il serait pertinent de prendre en compte des situations de départ plus variées, comprenant des indisponibilités de groupes ou d'ouvrages.

La méthode de valorisation par les capacités réactives équivalentes a été appliquée afin d'évaluer la valeur de la production et des réserves de puissance réactive des générateurs. Nous pouvons envisager d'autres applications, par exemple pour la valorisation des capacités d'absorption, ou bien encore pour les capacités de productions d'autres acteurs. En effet les générateurs synchrones sont aussi nécessaires pour absorber de la puissance réactive lorsque le réseau de transport en génère. C'est le cas lorsque le niveau de charge est faible et que des câbles souterrains sont en service. La valorisation des capacités d'absorption pourrait se faire en définissant des capacités réactives équivalentes qui représenteraient les investissements en bancs d'inductances requis pour maintenir la tension.

Cette méthode peut aussi être appliquée d'une manière plus générale à tout fournisseur de puissance réactive qui se situerait à l'interface du réseau de transport. On peut imaginer par exemple le cas d'un gestionnaire de réseau de distribution qui disposerait de moyens de compensation statiques, ou de production décentralisée capable de participer au réglage de la tension.



## Bibliographie

- [1] C. Bouneau, M. Derdevet, J. Percebois, « les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle », Ed. Timée-Editions
- [2] P. Bastard et al. « Electricité, Voyage au cœur du système », Ed. Eyrolles
- [3] RTE, « Référentiel Technique », Art. 3-1
- [4] J.-M. Escané, « Réseaux d'Energie Electrique – Modélisation : lignes, câbles », ed Eyrolles
- [5] P. Bastard, « Fonctionnement et réglage des systèmes de transport et de distribution d'énergie électrique », Polycopié Supélec n° 06923
- [6] F. Bernod, « Alternateurs synchrones de grande puissance (partie 1) », Les Techniques de l'Ingénieur, dossier D 3550.
- [7] C. Noe, G. Richerme., G. Blanchon, and F. Maury. Le réglage automatique de la tension du reseau de transport d'edf. Revue Generale de l'Electricite, pages 333-347, 1972.
- [8] N. Martins. The new cigre task force on coordinated voltage control in transmission networks. In IEEE Power Engineering Society General Meeting, pages 305-306, Juin 2000.
- [9] J.P. Paul, J.Y. Leost, and J.M. Tesson. Survey on the secondary voltage control in France: a present realization and investigations. IEEE Transactions on Power Systems, 2(2): pp 505-511, May 1987.
- [10] H. Lefebvre, D. Fragnier, J.Y. Boussion, P. Mallet, and M. Bulot. Advantages of coordinated secondary voltage control in a deregulated environment. In Cigre Paper 39-208, Paris, France, September 2000.
- [11] P. Panciatici, F. Bena, P. Pruvot, N. Janssens, J. Deuse, and M. Stubbe. Centralized voltage control: a key point for optimal operation of power systems. In Cigre Paper 39-116, Paris, France, September 1998.
- [12] C.W. Taylor. Reactive power today, best practices to prevent blackouts. IEEE Power and Energy Magazine, 4(5):104-102, September 2006.
- [13] Hogan, W. (1993). "Markets in Real Electric Networks Require Reactive Prices the Energy Journal" 14 (3) :171-200
- [14] Khan, E., Baldick, R., "Reactive Power is a Cheap Constraint", The Energy Journal, Vol. 15, No. 4, p. 191-201.

- [15] J. W. Lamont, J. Fu, "Cost Analysis of Reactive Power Support" IEEE transactions on Power Systems, Vol 14, No. 3, August 1999 .
- [16] « Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption », FERC Staff Report, February 4, 2005
- [17] « Cost data from EIA, Upgrading Transmission Capacity for Wholesale Trade », March 2002
- [18] V.-M. Dona, A. N. Paredes; "Reactive power pricing in competitive electric markets using the transmissions losses function" IEEE, Porto PowerTech Conference, 10<sup>th</sup> 13<sup>th</sup> September 2001.
- [19] Dai, Y.; Ni, Y.X.; Wen, F.S.; Han, Z.X.; "Analysis of reactive power pricing under deregulation" IEEE, Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. Volume 4, 16-20 July 2000 Page(s):2162 - 2167 vol. 4
- [20] V. Leonardo Paucar, Marcos J Rider, dans IEEE 2001 "Reactive Power Pricing in Deregulated Electrical Markets Using a Methodology Based on the theory of Marginal Costs"
- [21] W. Xu, Y. Zhang, L. C. P. da Silva and P. Kundur, "Assessing the value of Generator Reactive Power support for Transmission access", IEE Proceedings Gener. Trans. Distrib. Vol 14-8, n°4, July 2001
- [22] W. Xu, Y. Zhang, L. C. P. Da Silva, P. Kundur and A. A. Warrack, "Valuation of Dynamic Reactive Power Support Services for Transmission Acces", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, No 4, November 2001, pp. 719-728.
- [23] G. Blanchon, K. Boukir, S. Fliscounakis, « Active-Reactive Optimal Power Flow using an Interior Point Method. Application to the network management in a deregulated environment ». Conference of the Electric Power Supply Industry, Manila, Philippines, 2000

## Liste des Publications

Conférences Internationales avec actes :

M. HENNEBEL, S. PLUMEL, H. LEFEBVRE, « *Reactive Power Valuation in Competitive Environment by the Equivalent Reactive Compensation Method.* », MEPS'06 proceedings, September 6-8, 2008, Wroclaw, Poland, pp 153-158.

Y. PHULPIN, M. HENNEBEL, S. PLUMEL, « *A Market Based Approach to Evaluate the Efficiency of Transmission Loss Allocation* », MEPS'06 proceedings, September 6-8, 2008, Wroclaw, Poland, pp 57-61.